



# **ГЕОКАЛИНИНГРАД-2021**

**Нефтегазовая, рудная  
геология и геофизика  
научно-практическая конференция**

## **СБОРНИК ТРУДОВ КОНФЕРЕНЦИИ**

**г. Калининград  
26-30 апреля 2021  
[www.geoearu.com](http://www.geoearu.com)**

# GEOSCAN

Группа компаний



**ГК «Геоскан» разрабатывает беспилотные летательные аппараты с 2011 года, и сейчас в компании насчитывается более 200 БПЛА, способных выполнять большой спектр задач.**

2020-й год стал одним из прорывных для «Геоскана». В развлекательной сфере компания поставила рекорд по одновременному запуску более 2000 дронов во время светового шоу, а в области геологоразведки — выполнила крупнейший в мире проект по БПЛА-магнитной съемке на минимальной высоте (более 12 000 погонных километров съемки за 49 рабочих дней).

Постоянное совершенствование как методики выполнения полета, так и техники приносит ГК «Геоскан» свои плоды. На этот полевой сезон компания запланировала реализацию десяти параллельных проектов. Бригады будут работать от Африки до Камчатки, а общий объем съемки составит около 60 000 погонных километров.

Об этих и других достижениях команда «Геоскана» расскажет в ходе выступления.

УДК 550.8

ББК 26.343.1

**Сборник трудов X Международной научно-практической конференции  
«ГеоКалининград-2021. Нефтегазовая, рудная геология и геофизика»**

[сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2021. 202 с.: ISBN 978-5-6046357-0-4.

Сборник трудов X Международной научно-практической конференции «ГеоКалининград-2021. Нефтегазовая, рудная геология и геофизика» представляет собой книгу тезисов докладов участников конференции. Сборник состоит из глав, соответствующих секциям научной программы конференции.

В рамках программы обсуждались такие темы, как региональная геология нефтегазовых провинций России и мира, геологическое моделирование, комплексная интерпретация данных сейсморазведки 2D/3D, ГИС, керны и ГДИ для описания резервуаров, актуальные вопросы промысловой и разведочной геофизики, планирование современных сейсмических съемок и вопросы обработки данных сейсморазведки. Отличительная черта конференции и сборника – комплексность обсуждаемых исследований и большое количество докладов, авторами которых были представители крупнейших добывающих и сервисных компаний, производителей оборудования, а также представителей научно-исследовательских институтов и центров.

Все тезисы представлены в редакции авторов.

Подготовлено к выпуску издательством ООО «ПолиПРЕСС» по заказу ООО «ГеоЕвразия».

ООО «ПолиПРЕСС»  
170041, Россия, г. Тверь, Комсомольский пр-т,  
д. 7, пом. II polypress@yandex.ru  
ООО «ГеоЕвразия».  
117198, г. Москва, ул. Островитянова, д. 5,  
корп. 2, кв. 100

Все права на издание принадлежат  
ООО «ГеоЕвразия».  
© ООО «ГеоЕвразия», 2021  
© ООО «ПолиПРЕСС»



# ПРИВЕТСТВЕННОЕ ОБРАЩЕНИЕ К УЧАСТНИКАМ КОНФЕРЕНЦИИ

## Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

Десятая международная научно-практическая конференция «ГеоКалининград-2021» продолжает славную традицию организации компанией ООО «ГеоЕвразия» совместно с отделением геофизики Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова ежегодных мероприятий, которые стали известной площадкой презентации новых инновационных технологий по обработке и интерпретации геолого-геофизических данных, а также примеров решения практических задач геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа в различных регионах России и за рубежом.



Мы решили вопреки сложной ситуации с коронавирусом организовать эту конференцию в смешанном формате офлайн - онлайн, чтобы Вы смогли насладиться человеческим и профессиональным общением с коллегами, возможностью обменяться опытом при решении сложных задач в различных областях нефтегазовой отрасли, а также новых компьютерных технологий и провайдеров программных решений по обработке и интерпретации данных. Это особенно важно для молодых геоучёных, которые только начинают свою деятельность в нефтяных и сервисных компаниях.

В рамках конференции «ГЕОКАЛИНИНГРАД-2021» мы организуем для Вас дополнительные мероприятия: коммерческую презентацию по беспилотной геофизике компании ГЕОСКАН и представление программного комплекса интерпретации сейсмических и скважинных данных, подготовленного сотрудниками ИНГГ СО РАН, а также полевую школу-семинар "Изучение уникальных геологических объектов на Куршской косе".

Я уверена, что конференция пройдет успешно в дружеской и деловой обстановке, программа и участие в научных сессиях и дискуссиях будут для Вас полезными, а встречи с интересными людьми будут способствовать Вашему профессиональному росту и рождению новых идей.

До встречи на наших новых конференциях и семинарах!

С уважением,  
Главный координатор конференции,  
кандидат геол-мин.наук,  
Доцент, заслуженный преподаватель  
кафедры геофизических методов исследования земной коры  
Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова

Людмила Алексеевна Золотая

## ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ:



ООО «ГеоЕвразия»  
[www.geoea.ru](http://www.geoea.ru)  
[info@geoea.ru](mailto:info@geoea.ru)

## КОНТАКТЫ:

Главный координатор конференции  
Золотая Людмила Алексеевна  
8(985) 774 30 15  
Генеральный директор ООО «ГеоЕвразия»  
Хомякова Лариса Юрьевна  
8(910) 470 35 21

## СО-ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ:



Геологический факультет  
МГУ имени М.В. Ломоносова





**W-SEIS** — программный комплекс интерпретации сейсмических и скважинных данных, представляющий собой набор взаимосвязанных приложений и утилит, каждое из которых может использоваться как самостоятельный программный продукт

## DESMANA

### Интерпретация разрезов и кубов МОГТ

- Операции спецобработки (фильтрации)
- Выделение и трассировка отражающих границ
- Выделение разрывных нарушений
- Встроенный модуль картопостроения

## MINK

### Моделирование волновых полей

- Построение пластовых моделей
- Подбор сейсмического сигнала
- Расчет полного волнового поля
- Стратиграфическая привязка границ

## GISWELL

### Интерпретация скважинных данных

- Увязка и нормирование каротажных кривых
- Выделение стратиграфических единиц
- Построение литологических колонок
- Создание корреляционных схем

### Технические характеристики ПО

- Современная реализация, написанная на основе фреймворка Qt C++ 32/64 bit
- Поддержка локальных (SQLite) и «сетевых» (MySQL, PostgreSQL) баз данных
- Минимальные системные требования и кроссплатформенность (Windows/Linux/Mac OS)
- Интуитивный и удобный многооконный пользовательский интерфейс
- Параллельные вычисления, асинхронные вычисления, использование видеоадаптера в качестве сопроцессора
- Клиент-серверная реализация для решения задач, требующих массивных вычислений и большого объема оперативной памяти
- Поддержка импорта/экспорта большого количества форматов данных: SEG-Y, LAS, GRD, BLN, CPS-3, XYZ, SHAPEFILE, XLS, CSV, TXT, SVG, TIFF
- Экспорт/импорт сейсмических и ГИС проектов в Schlumberger Petrel на основе плагина для среды Ocean



## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

|                                                                                                                                                                                                                            |           |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ.....</b>                                                                                                                                                                                               | <b>9</b>  |
| Архипов А.А., Кобзарев Г.Ю., Хромова И.Ю.<br>РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАСШИРЕНИЯ СПЕКТРА СЕЙСМИЧЕСКОЙ<br>ЗАПИСИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ "NSEIS" (НА ПРИМЕРЕ СЪЁМКИ 3D МОГТ).....                                          | 9         |
| Канакова К. И., Канаков М. С.<br>КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ФУНДАМЕНТА ЮГО-<br>ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.....                                                            | 12        |
| Агаркова А.А., Ризванов А.А., Тукаев М.А., Шебанкин С.Е., Кармазин М.С.<br>ИТЕРАЦИОННОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ВЫБОРА<br>ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ.....                | 18        |
| Ампилов Ю.П.<br>НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА КОНЦЕПЦИЮ ЭНЕРГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ<br>РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ. ....                                                                                                                               | 23        |
| Казаис В.И.<br>АРКТИКА И АНТАРКТИКА: РАЗВЕДКА НЕДР БЕЗ ГРАНИЦ .....                                                                                                                                                        | 23        |
| Кутукова Н. М.<br>МЕТОДИКА КАРТИРОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПО ОСОБЕННОСТЯМ<br>СТРОЕНИЯ ИНТРУЗИВНЫХ ТЕЛ НА ПРИМЕРЕ ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ<br>БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ .....                        | 25        |
| <b>СЕССИЯ "РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ<br/>РОССИИ И МИРА. ГЕОЛГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ" .....</b>                                                                                                           | <b>28</b> |
| Агалаков С.Е., Дубровина Л.А., Розбаева Г.Л.<br>ГАЗОГИДРАТЫ – ОСЛОЖНЯЮЩИЙ ФАКТОР ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ<br>СКВАЖИН И ГАЗОВЫЙ РЕСУРС АРКТИЧЕСКОГО КЛАСТЕРА.....                                                         | 28        |
| Великих А.В., Сеначин Н.А., Гречнева О.М., Молодовский В.А., Белова К.А.<br>ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕЛЬТОВЫХ ОБСТАНОВОК НА<br>ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ СИГОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....                                      | 32        |
| Леушин Н.В, Зюзев Е.С., Чертина К.Н., Максимова Е.Н.<br>Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю.<br>ПОДХОДЫ К ОСВОЕНИЮ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ<br>ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....            | 37        |
| Локтионова О.А., Калинина Л.М., Канакова К.И.<br>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИСТОРИЯ<br>РАЗВИТИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ).....                                       | 42        |
| Жуковская Е.А.<br>КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ КАК ОСНОВА<br>ВЫДЕЛЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗЕРВУАРОВ ГЛУБОКОВОДНЫХ<br>КОНУСОВ ВЫНОСА (НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ) .....          | 50        |
| Болдушевская Л. Н., Рудая Г. Ю., Нефедова В. С.<br>ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО ОБРАМЛЕНИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ<br>ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ И ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ .....  | 57        |
| Корников Р.О., Милей М.С., Басанаева Н.А<br>МЕТОД ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ АЧИМОВСКИХ КЛИНОФОРМЕННЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ СЛАБО ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЙ ВОЛНОВОЙ<br>КАРТИНЫ НА ПРИМЕРЕ СОРОВСКОГО М-Я ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. .... | 62        |
| Гейст И. В., Исмагилова А. М., Зайцев А. В.<br>МОДЕЛЬ ТРЕЩИНОВАТОСТИ – ВАЖНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ<br>РАЗРАБОТКИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА .....                                                                          | 62        |
| Гейст И. В., Исмагилова А. М., Зайцев А. В.<br>МОДЕЛЬ ТРЕЩИНОВАТОСТИ – ВАЖНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ<br>РАЗРАБОТКИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА .....                                                                          | 67        |
| Махнач Е. Н., Мамаева А. В., Беспечная Л. Ю., Садур О.Г.<br>НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ЗАПАДНОГО БОРТА КУРЕЙСКОЙ<br>СИНЕКЛИЗЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА) ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНОЙ                                     |           |

|                                                                                                                                                                                                                            |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ<br>И ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ. ....                                                                                                                                               | 72  |
| Аюнова Д.В.                                                                                                                                                                                                                |     |
| ОСОБЕННОСТИ СЕНОМАНСКИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА СЕВЕРЕ И<br>СЕВЕРО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ .....                                                                                                    | 76  |
| Кушнир Д.Г.                                                                                                                                                                                                                |     |
| ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕКОМПЕНСИРОВАННОГО<br>ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ.....                                                                                                                                                   | 80  |
| <b>СЕССИЯ "КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ<br/>2D/3D, ГИС, КЕРНА И ГДИ ДЛЯ ОПИСАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ" .....</b>                                                                                                 |     |
| <b>84</b>                                                                                                                                                                                                                  |     |
| Завьялов А.И., Копысова И.А., Хисматуллин Р.М., Важенин С.Л.,<br>Орлов Д.В., Марков М.Л., Чернышѐва С.В., Арсибеков А.                                                                                                     |     |
| ПЕТРОУПРУГОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В УСЛОВИЯХ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ<br>ПОРОД И ЕГО РОЛЬ В СЕЙСМО-ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ПРОГНОЗЕ НА РУССКОМ<br>НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. ....                                                   | 84  |
| Елишева О.В., Зервандо Я.В.                                                                                                                                                                                                |     |
| ПЕРСПЕКТИВЫ ПОПОЛНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АЙ-ЯУНСКОГО<br>МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ НОВОГО ОБЪЕКТА В НЕОКОМСКИХ<br>ОТЛОЖЕНИЯХ – ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В ПЛАСТЕ БС8<br>САРМАНОВСКОГО РЕЗЕРВУАРА УСТЬ-БАЛЫКСКОЙ СВИТЫ.....       | 90  |
| Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.                                                                                                                                                                                |     |
| ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ<br>СКВАЖИН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ<br>И ТЕКУЩЕЙ НАСЫЩЕННОСТИ .....                                                                                    | 95  |
| Хидиятов М. М.                                                                                                                                                                                                             |     |
| СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГЛУБОКОВОДНЫХ ОСАДОЧНЫХ СИСТЕМ<br>НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ "Х" КАК ОСНОВА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ<br>РАЗРАБОТКИ.....                                                                              | 100 |
| Лапицкий Д. Р., Муллагаллин И. З., Емченко О. В., Хидиятов М.М., Хасанова А. Р.                                                                                                                                            |     |
| РАСПОЗНАВАНИЕ ЭЛЕКТРОФАЦИЙ ГЛУБОКОВОДНЫХ ОСАДОЧНЫХ<br>СИСТЕМ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ.....                                                                                                                              | 104 |
| Салимгареева Э. М., Емченко О. В., Муллагаллин И. З. Шакиров М. А.,<br>Худиев Э. Р., Крейнин А. Г., Солодов С. А., Шеремеев А. Ю., Нигматуллин А. М.                                                                       |     |
| ВЫЯВЛЕНИЕ МЕХАНИЗМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ППД ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО<br>КОЛЛЕКТОРА НА БАЗЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ, ГДИ И<br>ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА .....                                                    | 107 |
| Казакова А. С.                                                                                                                                                                                                             |     |
| НОВЫЙ УРОВЕНЬ ПОНИМАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТУРОНСКИХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....                                                                                                      | 112 |
| Ольховская О. О., Гатина Н. Н., Бабаков И. В., Руденко В. Ю.,<br>Большакова М. А., Васильев А. К.                                                                                                                          |     |
| КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО<br>МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ УРОВНЯ ВНК В ПЛАСТЕ ЮВ11<br>НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШИРОТНОГО ПРИОБЪЯ. ....                                                   | 115 |
| Гатина Н. Н.                                                                                                                                                                                                               |     |
| КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ И СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ В ОБЪЕМНОЙ<br>МОДЕЛИ ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ ЗОНЫ КОНТАКТА<br>БАЖЕНОВСКО-АЧИМОВСКИХ ПОРОД ДЛЯ ПОНИМАНИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ<br>НАКОПЛЕНИЯ ВСЕГО КОМПЛЕКСА ..... | 120 |
| Шамсиев Т. Р., Нугманов И. И., Чайников С. В., Данилов Е. В., Филин И. В.                                                                                                                                                  |     |
| КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ<br>ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА.....                                                                                                                                                | 125 |
| Афанаскин И. В., Вольпин С. Г.                                                                                                                                                                                             |     |
| КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ SRM-МОДЕЛИРОВАНИЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ<br>ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ОЦЕНКИ<br>СВОЙСТВ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТОВОГО ТИПА.....                                                         | 129 |



|                                                                                                                                                                                                                                |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| Колеватов А. А., Афанаскин И. В.<br>АНАЛИЗ ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ<br>И ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ .....                                                                                                      | 136        |
| Глушаков А. А., Ахапкин М. Ю., Афанаскин И. В., Чен-лен-сон Ю. Б., Королев А. В.<br>РАЗВИТИЕ ПРОЦЕССА ДОУПЛОТНЕНИЯ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ С<br>АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ .....                              | 140        |
| <b>СЕССИЯ "АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОМЫСЛОВОЙ И<br/>РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ" .....</b>                                                                                                                                               | <b>149</b> |
| Юркина Т.А.<br>СЕЙСМИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ В ПОДДЕРЖКУ БУРЕНИЯ<br>ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН .....                                                                                                                                        | 149        |
| Овчинников К.Р., Фиников Д.Б., Шалашников А.В.<br>ИСКАЖЕНИЯ ДИНАМИКИ, СПОСОБЫ ИХ АНАЛИЗА И КОРРЕКЦИИ. ....                                                                                                                     | 153        |
| Хомяков А. С.<br>ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА РАЗРАБОТКИ ФГУП «ВНИИА» .....                                                                                                                                                        | 159        |
| Ананьев В.В.<br>ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ.....                                                                                                                                                                | 165        |
| Ермолин Е.Ю., Брисюк А.В., Пахунов А.М.,<br>Романов В.В., Ситникова Т.А.<br>РАЗВЕДКА РАСТВОРИМЫХ К-MG СОЛЕЙ В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ С<br>ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАЗЕМНОЙ ГРАВИМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ.....                                | 171        |
| Климова Н.В., Евдокимов Н.А.<br>ОСОБЕННОСТЬ ПОДГОТОВКИ ДАННЫХ НА ЭТАПЕ ОБРАБОТКИ ДЛЯ<br>СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ .....                                                                            | 177        |
| <b>СЕССИЯ: ПЛАНИРОВАНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ СЪЕМОК<br/>И ВОПРОСЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.....</b>                                                                                                                 | <b>180</b> |
| Гордич Е.А.<br>ПРОВЕДЕНИЕ ВЫСОКОПЛОТНЫХ ВИБРАЦИОННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ<br>РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ UNIQ НА СЕВЕРЕ ЯНАО.<br>ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ВЫБОР СВИП-СИГНАЛА, ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА,<br>РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ..... | 180        |
| Захаров Ю. М., Вершинина М. Д., Бельшев Д. А.<br>РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ<br>СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ МОГТ-3D С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ<br>РЕЗУЛЬТАТОВ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ.....             | 188        |
| Соннов М.А.<br>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ<br>САЕ FIDESYS В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ГЕОФИЗИКИ" .....                                                                                                           | 193        |
| <b>СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ .....</b>                                                                                                                                                                                                 | <b>194</b> |
| Черданцева Д.А., Кравченко Г.Г., Краснощекова Л.А.<br>ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ФЕС ТЕРРИГЕННЫХ<br>КОЛЛЕКТОРОВ ЛОДОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....                                                                         | 194        |
| Романов Е. А., Коровин А. В.<br>ПРОФИЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА ПОЛНОГО ДИАМЕТРА, ИХ<br>ИНФОРМАТИВНОСТЬ И РАСШИРЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ<br>ПАРАМЕТРИЗАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ СЛОЖНОГО ТИПА .....                         | 198        |

Архипов А.А.<sup>1</sup>, Кобзарев Г.Ю.<sup>2</sup>, Хромова И.Ю.<sup>3</sup>

## РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАСШИРЕНИЯ СПЕКТРА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЗАПИСИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ "NSEIS" (НА ПРИМЕРЕ СЪЁМКИ 3D МОГТ)

ООО "Геошельф-Сервис" (1), ФБУ "ГКЗ" (2), ИП "Хромова И.Ю." (3)

### **Введение**

В силу ограничений, обусловленных аппаратурой для сейсмической съёмки, условиями возбуждения и регистрации, естественным затуханием сигнала и последующей обработкой данных, спектр результирующей полезной записи (суммы) ограничен полосой, в ряде случаев не позволяющей проведение геологической интерпретации с требуемой детализацией и точностью.

Обеднение спектра в области низких частот приводит к ошибкам оценки абсолютных значений при инверсионных преобразованиях любого рода (включая синхронную инверсию и FWI), что, в определённой степени, возможно компенсировать построением трендовых (НЧ) моделей, но только при условии тотальной изученности объекта бурением с необходимым комплексом ГИС. Теоретически возможно оценить необходимую плотность разбуренности оценкой зоны Френеля по существующей ГСМ объекта.

К примеру, на глубине 2000м при скорости пробега продольной волны в пласте равной 3000м/с для компенсации недостатка записи на частоте 1Гц расстояние между скважинными эталонами не должно превышать 1300м., а на частоте 8Гц - 500м (по приблизительной оценке, для нормального падения), что на практике недостижимо для больших площадей (исключением может быть изучение объекта в пределах куста скважин).

Обеднение спектра сейсмической записи в области высоких частот (ВЧ) приводит к снижению степени вертикальной и латеральной детализации разреза. При этом значительная часть ВЧ энергии зондирующего сигнала теряется (преобразуется) на обратном ходе луча, что хорошо видно по данным ВСП при сравнении с материалами поверхностной сейсморазведки.

### **Методы компенсации (обработка)**

При условии сохранения методик полевых работ и последующей обработки, методы компенсации обеднённых диапазонов спектра (деконволюция, Q-компенсация и пр.) основаны на применении частотных коэффициентов (усиление). С одной стороны, простота их реализации существенно экономит ресурсы при значительном улучшении сейсмического изображения, с другой стороны у данных методов есть непреодолимое ограничение: в случае отсутствия полезной записи на усиливаемых частотах результатом применения любого метода деконволюции/Q-компенсации будет интенсивная шумовая/неинтерпретируемая картина.

### **Методы инструментальные (полевые работы)**

Помимо методов обработки, позволяющих получить несколько расширенный спектр результирующей сейсмической записи, существуют специальные инструментальные широкополосные методы, по своей сути представляющие две группы: PZ-суммирования для морских наблюдения и НЛЧМ излучения (нелинейные свипы/долгая накачка НЧ) для сухопутных.

Очевидно, что после проведения широкополосных исследований возможно применение процедур обработки, основанных на деконволюции и/или Q-компенсации.

В случае проведения новых работ эффективность применения PZ-наблюдений (2-х и более компонентные датчики) или НЛЧМ вибрационного излучения может быть экономически оправдана, но в условиях эпидемиологических ограничений и текущей стоимости нефти, как

никогда ранее актуальна разработка/внедрение новых технологий расширения спектра по материалам проведённых/архивных съёмок.

### **Технология «nSeis»**

Многие методы обработки данных сейсморазведки разрабатывались десятки лет назад при соответствующем им уровне развития вычислительной техники, что являлось первой причиной их упрощения и во многих случаях линеаризацией исходно нелинейных задач. Второй причиной линеаризации нелинейных задач было стремление повышения устойчивости применения алгоритмов (снижение количества степеней свободы) для решения ряда прикладных вопросов (часто – некорректно поставленных задач).

На современном этапе развития и стоимости вычислительной техники возможно вернуться к пересмотру методов аппроксимации некоторых ранее линеаризованных задач с компенсацией увеличившегося количества степеней свободы. Тем самым при прочих равных получить более точные решения поставленных задач.

Современные реализации методов расширения спектра сейсмической записи основаны на линейных подходах и отличаются только подходами выбора усиления амплитуд интересующих частот.

Технология расширения спектра сейсмической записи «nSeis» относится к новому поколению разработок, основанных на нелинейном восстановлении поглощённого диапазона частот (не зарегистрированного на поверхности) за счёт анализа перераспределения энергии зондирующего сигнала во времени в зарегистрированных на поверхности данных (любой вид сейсмической съёмки).

На практике достигается минимум двукратное расширение спектра записи в область высоких частот (рис.2) без применения последующих процедур линейной компенсации, после применения процедуры деконволюции возможно дополнительное расширение спектра (рис.3).

### **Практика применения «nSeis»**

Приведённый в работе пример получен по фрагменту полнократного сейсмического куба газового месторождения Poseidon (шельф северо-запада Австралии). Данные находятся в публичном доступе и допускается их использование как в некоммерческих, так и в коммерческих целях при условии упоминания источника [1]. Границы фрагмента изображены на рис.1 поперх карты спектральной декомпозиции в области целевых отложений.

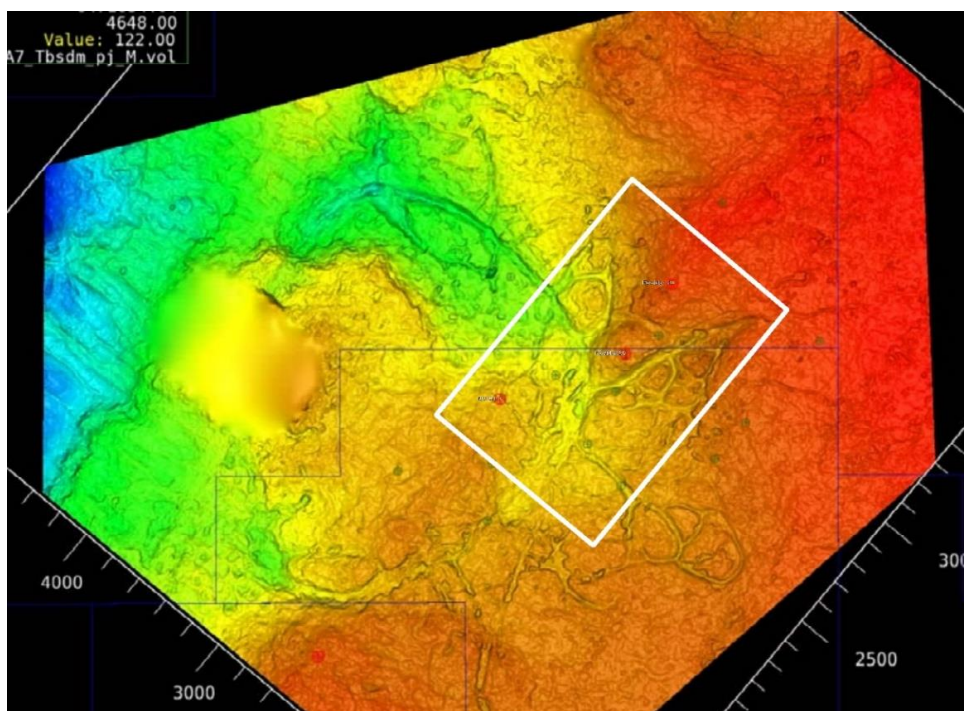


Рис.1. Границы исследуемого фрагмента



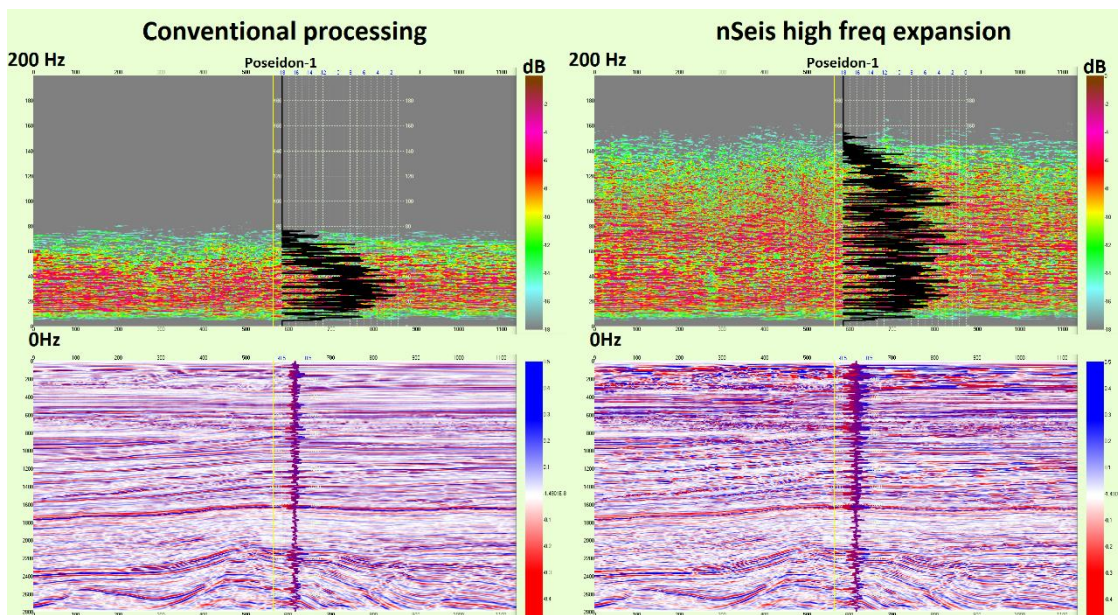


Рис.2. Сопоставление разрезов и соответствующих им спектров до и после применения «nSeis»

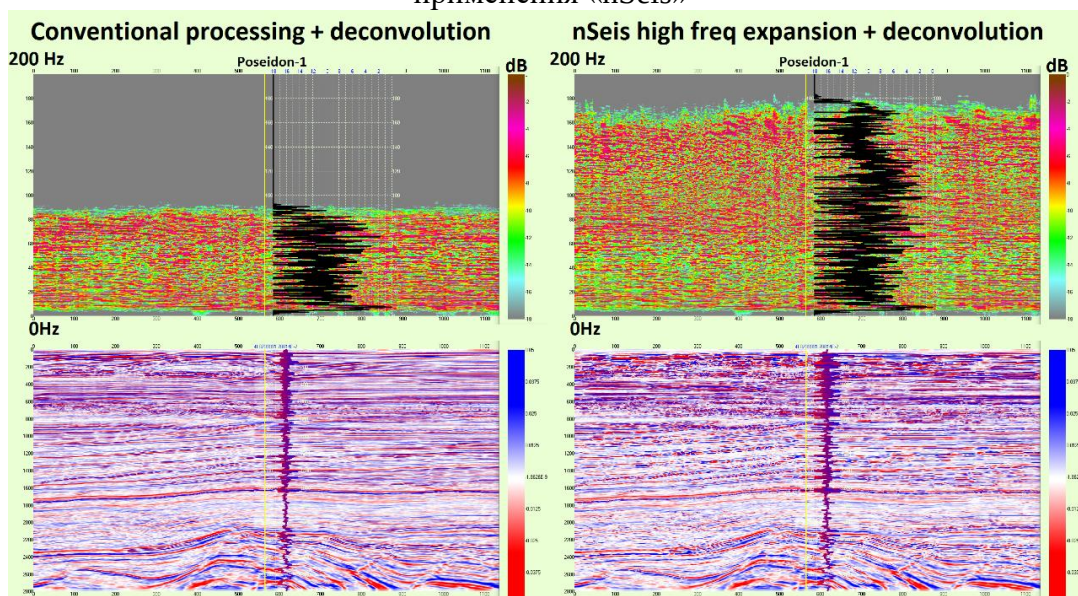


Рис.3. Сопоставление разрезов и соответствующих им спектров до и после применения «nSeis» после деконволюции

Диапазон частот исходной волновой записи лежит в пределах от 5 до 76Гц, после применения «nSeis» от 5 до 154Гц.

После применения деконволюции полоса частот исходной волновой записи расширилась до 3.5-92Гц, полоса частот разреза «nSeis» расширилась до 3.5-183Гц.

Приведённые материалы, включая кубы в формате SGY и презентацию доклада, доступны для некоммерческого/коммерческого использования по запросу у компании ООО «Геошельф-Сервис» (свободный доступ).

#### Используемые материалы (ссылки)

1. Материалы ConocoPhillips and GEOScience Australia, источник: <https://goo.gl/wb145Z>
2. Николаев А.В., Галкин И.Н., [1987] Проблемы нелинейной сейсмологии. Москва «Наука». Тематический сборник.
3. Николаев А.В., Садовский М.А., [1982] На основных направлениях науки. Журнал №1, с.57



## КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки  
Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения  
Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования «Новосибирский национальный  
исследовательский государственный университет» (НГУ) / Новосибирск*

Проблема нефтегазоносности отложений гетерогенного фундамента Западно-Сибирской плиты в последние годы активно исследуется научными и производственными коллективами.

Отложения НГГЗК (нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских пород) характеризуются крайне сложным геологическим строением. Залежи углеводородов приурочены к породам совершенно разного вещественного состава и возраста, часто тектонически и литологически экранированы, и коллекторы имеют различную природу пустотного пространства. Соответственно и критерии нефтегазоносности для разных типов отложений будут существенно различаться. Таким образом исследование доюрских отложений требует комплексного подхода, значительную опору на материалы бурения (керна, шлам, петрофизические анализы), внимательный анализ условий осадконакопления и влияния постседиментационных процессов.

В данной работе рассматривается небольшой район, находящийся на юго-востоке Западной Сибири, в Томской области. В пределах данной территории расположены 2 месторождения (условно названные месторождение А и месторождение Б), находящиеся на стадии промышленной эксплуатации палеозойских залежей. Несмотря на то, что расстояние между месторождениями составляет всего 15 км, породы-коллекторы представлены разными литологическими типами и критерии нефтегазоносности для них отличаются. Район исследований обеспечен большим объемом фактического материалов высокого качества, что дает возможность провести исследование высокой степени детальности.

Кровлю доюрского фундамента составляют отложения возрастом от среднего девона до среднего карбона, выделяются следующие литотипы: известняки глинистые, известняки массивные, известняки доломитизированные, известняки окремненные, террегенные породы с высоким содержанием кремнезема (кремнеаргиллиты, органогенные силициты, спонголиты), глинистые сланцы. В ряде скважин вскрыты магматические породы основного состава. На большей части района по предъюрской эрозионной поверхности развиты коры выветривания.

Фундамент Западно-Сибирской плиты образовался в результате сочленения блоков Сибирского и Европейского кратонов, Казахстанского супертеррейна и более мелких террейнов во время образования суперконтинента Пангея в карбоне-перми (Верниковский и др., 2013; Мочалкина, 2007; Гаврилов, 2009). Границы блоков вызывают дискуссии вследствие недостаточной изученности. Однако можно предположить, что изучаемая территория формировалась в пределах бассейна, ассоциированного с островной дугой, вероятно вблизи окраины Сибирского континента. Согласно палеогеодинамическим реконструкциям в раннем девоне Сибирский континент находился в северном полушарии на широте от 10 до 35° (Верниковский и др. 2013), таким образом накопление карбонатных толщ в окраинных бассейнах вполне логично. В пользу приуроченности территории к островодужной системе свидетельствуют магматические породы основного состава и

туфы, вскрытые в ряде скважин. Согласно указанному выше источнику в течение девона-карбона происходит разворот Сибирского континента по часовой стрелке при одновременном перемещении на север и дальнейшая аккреция с Европой и Казахстаном. Отложения, датированные карбоном, в пределах исследуемой территории представлены терригенными породами (ранний карбон - кремнеаргиллиты, спонголиты, силицыты, средний карбон – глинистые сланцы), что согласуется с более «высокоширотным» положением территории.

Отложения верхнего карбона, перми и триаса в пределах изучаемой территории не вскрыты, а мощность юрских отложений сильно сокращена (Стратиграфия..., 2001). Таким образом вплоть до аалена-байоса изучаемая территория являлась областью денудации и была подвержена гипергенным процессам, в результате которых образовались значительные по мощности коры выветривания.

В пределах месторождения А кровля доюрского основания сложена карбонатными породами (известняки, доломитизированные известняки, глинистые известняки) раннегосреднего девона. Нефтегазоконденсатная залежь, приуроченная к доломитизированным известнякам, находится на склоне поднятия, и не контролируется структурным фактором, имеет коллектор трещинно-кавернозного типа. Согласно описаниям шлифов, отмечается наличие пор и каверн размером 0,05-10 мм (Ежова, 2007). Пустотное пространство образовано в процессе перекристаллизации при доломитизации. Таким образом доломитизация является ключевым процессом, ответственным за продуктивность отложений на данном месторождении, а выявление границ доломитизированных пород – ключевой прогнозной задачей. Согласно описаниям керн, доломитизацией затронуты, главным образом, породы кровельной части фундамента, причем не перекрытые корой выветривания или перекрытые корой малой мощности, что дает возможность предположить, что в процессах доломитизации основную роль сыграли гипергенные процессы.

К кровле доюрского основания приурочен сейсмический отражающий горизонт  $\Phi_2$ , который на временных разрезах МОГТ характеризуется максимальной амплитудой в пределах залежи в доломитах (см. рис. 4). На карте мгновенных амплитуд (рис. 1) скважины 3, 5, 7, 14 попадают в зону положительной аномалии, однако не все они продуктивны. Из скважин 3, 5, 7 получены притоки углеводородов, в то время как в скважине 14 отложения представлены другим типом пород – глинистыми известняками, которые обладают плохими коллекторскими свойствами. Моделирование полного волнового поля (рис. 2) показало, что доломиты и глинистые известняки не имеют выраженных отличий по амплитудным характеристикам, так как обладают близкими акустическими жесткостями. На величину амплитуд оказывает влияние, главным образом, мощность коры выветривания.

В зонах, где мощность коры превышает 10 м наблюдается резкое падение амплитуд при общем увеличении временной мощности. Таким образом, параметр высоких амплитуд является необходимым, но недостаточным условием для выявления зоны доломитизации. Амплитудная аномалия надежно картируется на севере района исследований (см. рис. 1), но остается вопрос о выделении границ известняк - доломит внутри зоны повышенных амплитуд.

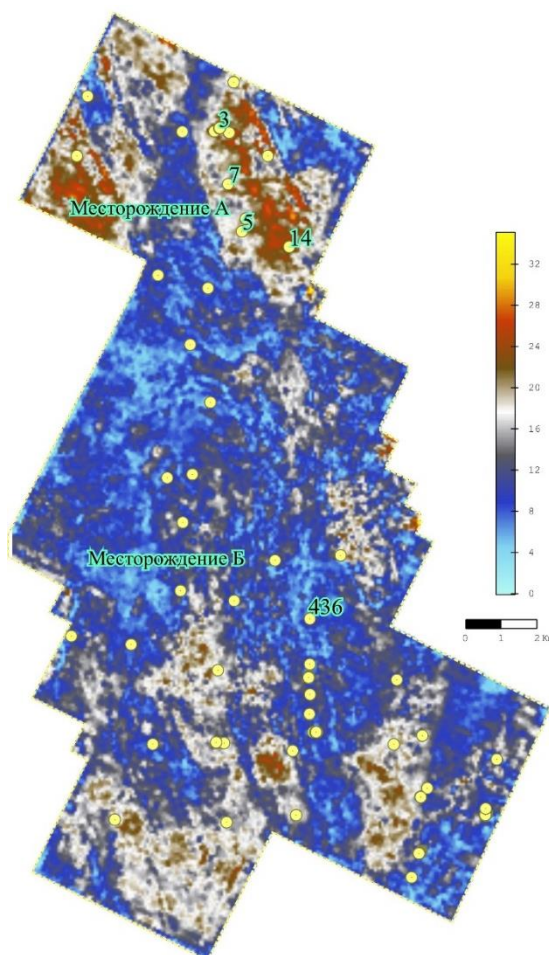


Рисунок 1. Карта распределения средних мгновенных амплитуд отраженных волн в интервале от горизонта  $\Phi 2 + 30$  мс.

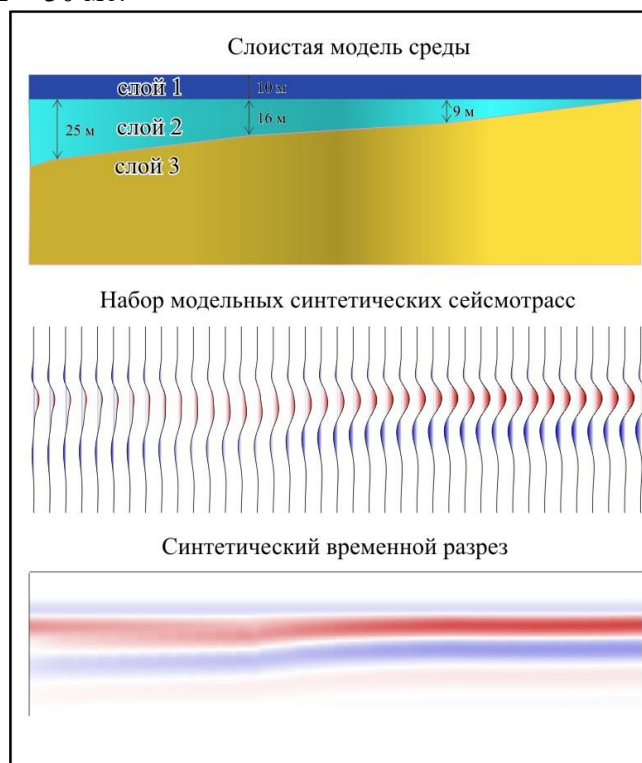


Рисунок 2. Результаты моделирования волнового поля отложений НГЗК (слой 1 – уголь, слой 2 – кора выветривания, слой 3 – известняк/доломит)

В ИНГГ СО РАН проведен ряд численных экспериментов и сделан вывод о том, что наличие пустотного пространства +в породе оказывает существенное влияние на частотный спектр отраженных волн (Гик и др., 2013). Логично предположить, что в зоне развития доломитов, которые обладают хорошими коллекторскими свойствами, частотный спектр на временных разрезах будет иметь определенные особенности. На рис. 3 приведены спектры частот в точках скважин 5, 7, 14, 9. Продуктивные скважины (5, 7) имеют экстремумы на значениях частот в 16 Hz, а в скважинах 14 и 9 данный пик не так выражен. После применения полосового частотного фильтра в диапазоне 14-16 Hz на временном разрезе (рис. 4), пересекающем скважины 5 и 14 наблюдается следующая картина: в скважине 5, являющейся продуктивной, после фильтрации фаза волнового пакета  $\Phi_2$  совпадает с фазой полного волнового поля, а в скважине 14 происходит смена полярности. Фильтрация была проведена на всех временных разрезах, пересекающих точки скважин в пределах положительной амплитудной аномалии. Анализ результатов показал, что из 24 скважин, пробуренных в данной зоне, в 21 наблюдается картина, аналогичная наблюдаемой на рис 4: в продуктивных скважинах полярность сохраняется, в непродуктивных – меняется, однако три продуктивные скважины попадают в зону обратной полярности.

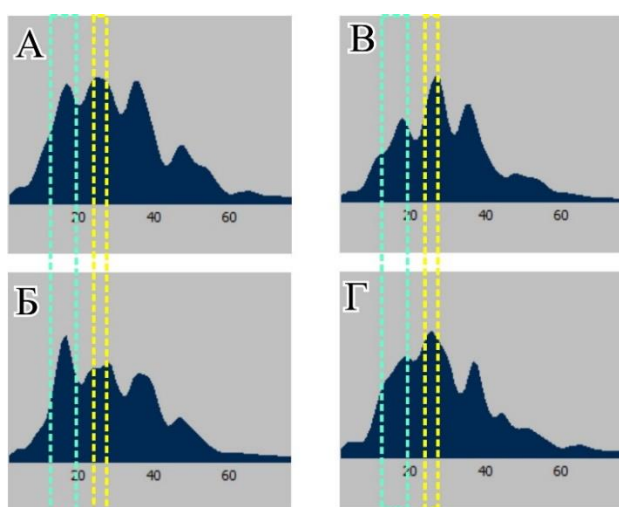


Рисунок 3. Частотные спектры волнового пакета  $\Phi_2$ : А–скв. 5, Б–скв. 7, В–скв. 9, Г–скв. 14.

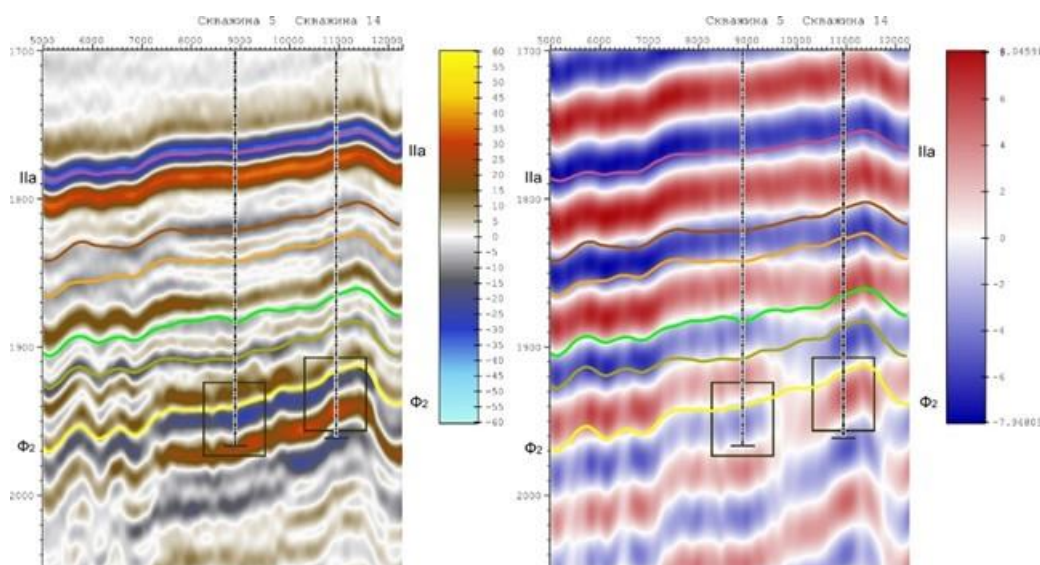


Рисунок 4. Фрагмент временного разреза, пересекающего замещение доломитизированных известняков известняками глинистыми (полное волновое поле и результат полосовой частотной фильтрации в диапазоне 14-16 Hz)

Месторождение Б расположено в зоне развития кремнесодержащих пород – окремненные известняки среднего девона и кремнеаргиллиты, силициты нижнего карбона. Высокое



содержание кремнезема в данных породах обусловило образование по ним глинисто-кремнистой коры выветривания. Для такого типа кор выветривания характерны хорошие коллекторские свойства, в отличие от глинистой коры, сформированной в пределах месторождения А. Глинисто-кремнистая кора в пределах исследуемой площади формирует единые резервуары с подстилающими отложениями, пустотное пространство которых обусловлено трещиноватостью и выщелачиванием кремнистых частиц. Таким образом наличие коры такого типа является благоприятным фактором для нефтегазоносности, а поиски перспективных объектов на месторождении Б сводятся к выявлению зон их распространения. Анализ имеющихся геолого-геофизических материалов показал, что такие зоны связаны с наиболее контрастными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, которые характеризуются повышенной трещиноватостью пород. На рис. 5 приведен фрагмент временного разреза, пересекающего нефтегазовую залежь. Продуктивная скважина 436 пробурена в контрастном выступе, мощность вскрытой коры составляет – около 20 м. В пределах выступа фиксируется падение амплитуд волны  $\Phi_2$ , которое наиболее четко наблюдается при спец обработке с выделением несущей частоты 35 Hz на временном разрезе.

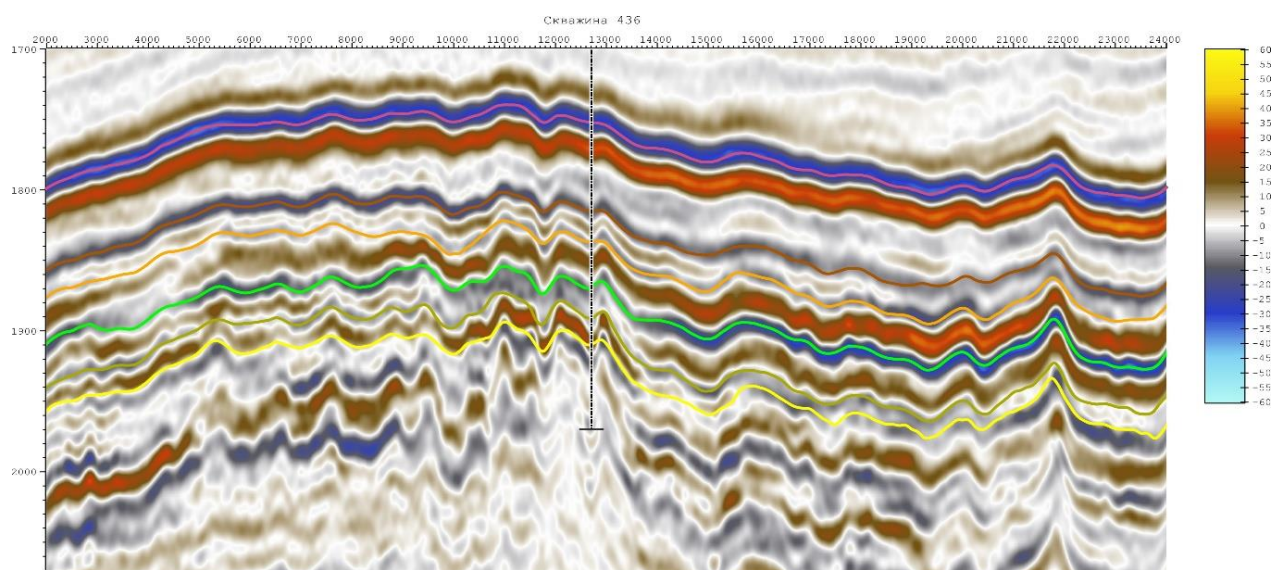


Рисунок 5. Фрагмент временного разреза, пересекающего нефтегазовую залежь в пределах эрозионно-тектонического выступа.

В восточной части изучаемой территории вскрыта значительная по площади зона развития глинистых сланцев, датированных средним карбоном. В данной зоне амплитудные характеристики волны  $\Phi_2$  так же находятся во взаимосвязи со степенью дезинтеграции отложений. Зоны пониженных амплитуд соответствуют относительно приподнятым, сильно тектонически дислоцированным зонам, а повышенных – относительно погруженным участкам. Причем в пределах таких участков субпараллельные отражения прослеживаются на значительную глубину ниже горизонта  $\Phi_2$ . В ряде скважин района вскрыты магматические породы основного и ультраосновного состава, на временных разрезах такие зоны выглядят, как эрозионно-тектонический выступ, но сейсмическая запись внутри выступа характеризуется хаотичным типом отражений.

Таким образом, результаты полученные в ходе исследования показали, что доюрские отложения, перспективные в отношении нефтегазоносности на территории Томской области, могут быть представлены разными генетическими типами пород и иметь существенно различающиеся прогнозные критерии, даже находясь в пределах одного небольшого района. На месторождении А перспективны доломитизированные известняки, формирующие ловушку неструктурного типа, характеризующиеся высокими амплитудами. В пределах

месторождения Б доюрские залежи имеют привязку к контрастным выступам фундамента, которые перекрыты мощными корами выветривания и соответствуют низким значениям амплитуд. Кроме того, углеводороды, полученные из залежей месторождений А и Б принадлежат к разным генетическим типам. По данным А.В. Ступаковой и др., 2015 углеводороды месторождения А образованы из континентального органического вещества, а согласно данным Е. А. Костыревой, 2005 нефти из скважины месторождения Б относятся к семейству нефтей, генетически связанных с морскими нефтегазопроизводящими породами палеозойского возраста.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Томской области, проект 19-45-700009 p\_a.*

Литература:

1. Верниковский В. А., Добрецов Н. Л., Метелкин Д. В., Матушкин Н. Ю., Кулаков И. Ю. Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики // Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8. - С. 1083—1107.
2. Гаврилов В. П. Мобилистские идеи в геологии нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 41–47.
3. Мочалкина Л. Н. О нефтегазоносности западной сибери с позиций мобилизма // Вестник Югорского государственного университета 2009. - Вып. 3 (14). С. 70–73.
4. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. / Под ред. Е. А. Елкина, В. И., Краснова: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", Новосибирск 2001. - 165 с.
5. Использование спектральных характеристик сейсмической записи для прогноза зон улучшенных коллекторов / Гик Л. Д, Конторович В. А., Канаков М. С., Лапковский В. В., Лунев Б. В., Немирович-Данченко М. М. // Технологии сейсморазведки, № 3, 2013, С. 16–20.
6. Ежова А.В. Генезис пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства палеозойских коллекторов месторождений углеводородов Томской области // Геология Нефти и газа, 2007 № 3 С. 20-24
7. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири. // Георесурсы. № 2(61). 2015. С. 63-76.
8. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. 183 с.

## ИТЕРАЦИОННОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ ВЫБОРА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр»*

В настоящее время цифровая модель месторождения (ЦММ) является наиболее востребованным инструментом инженеров для решения большинства задач геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений, поэтому все алгоритмы и численные параметры, применяемые при построении данных моделей, требуют четкого обоснования.

Для принятия взвешенных инвестиционных решений при разработке месторождений необходимо комплексно подходить к оценке возможных неопределенностей. Для решения данной задачи в настоящей работе использован подход итерационного моделирования, который обеспечивает системную оценку параметров возможных вариантов ЦММ.

Целью итерационного моделирования является создание и выбор наиболее вероятной реализации геологической основы, обеспечивающей наилучшую адаптацию гидродинамической модели на историю разработки без значительных корректировок входных параметров и минимально возможную степень неопределенности при прогнозировании технологических показателей.

Предлагаемый итерационный алгоритм состоит из следующих четырех этапов (Рис. 1):

- создание множества равновероятных реализаций геологической модели по результатам анализа неопределённости исходных данных и анализа чувствительности;
- выбор нескольких реализаций для дальнейшего построения гидродинамических моделей;
- адаптация полученных моделей на историю разработки;
- определение реализации с наилучшей сходимостью фактических промысловых данных и расчетных, полученных с минимальными корректировками гидродинамической модели.

Данный подход был применен на пласте ПК<sub>1</sub> газоконденсатного месторождения ввиду наличия вариативности исходных геологических данных – низкая геолого-геофизическая изученность, отсутствие керновых данных, а также принятая при моделировании петрофизическая модель с пластов-аналогов.

Рассматриваемое месторождение находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в западной части Тазовского нефтегазоносного района. Пласт ПК<sub>1</sub> выделен в кровельной части покурской свиты (кровля сеноманского яруса, верхний мел). Генезис отложений – мелководно-морской (Рис.2). Выше по разрезу отложения пласта перекрываются глинистыми отложениями кузнецовской свиты (туронский ярус). Нижняя граница пласта представляет собой кровлю глинистого прослоя, расположенного на глубине 50-55 м от кровли пласта ПК<sub>1</sub>. В разрезе пласта ПК<sub>1</sub> преобладают прибрежно-морские фации, представленные глинисто-песчано-алевритовыми осадками приливно-отливной зоны, существенно песчаными отложениями приливных и флювиальных каналов, песчано-алевритовыми отложениями умеренно подвижного мелководья и песчаниками аккумулятивных форм (баров, подводных валов, гряд).

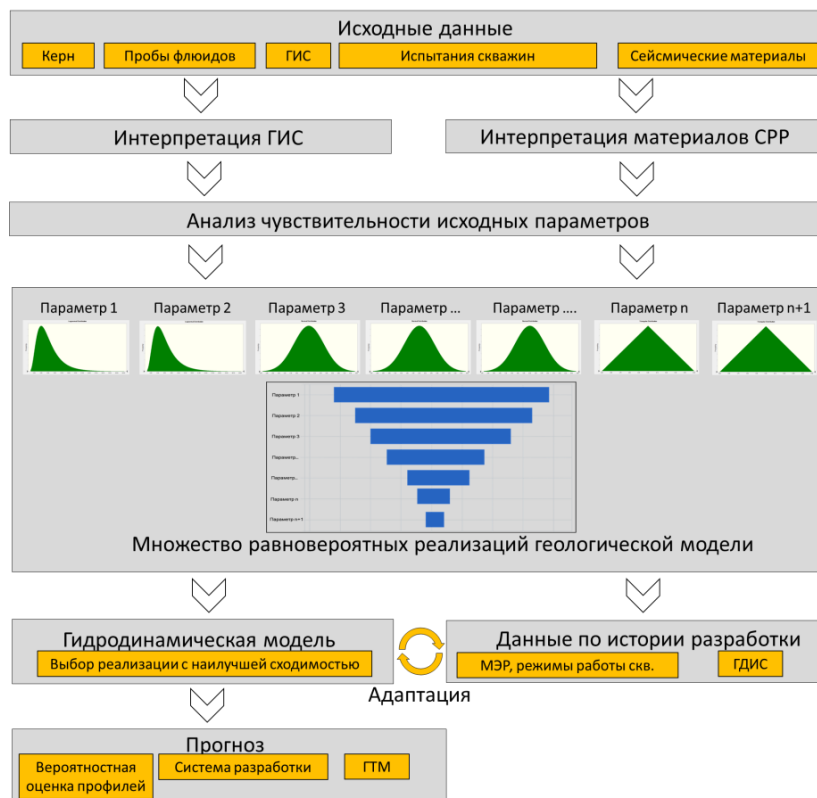


Рис. 1 Схема вероятностного построения геолого-гидродинамической модели

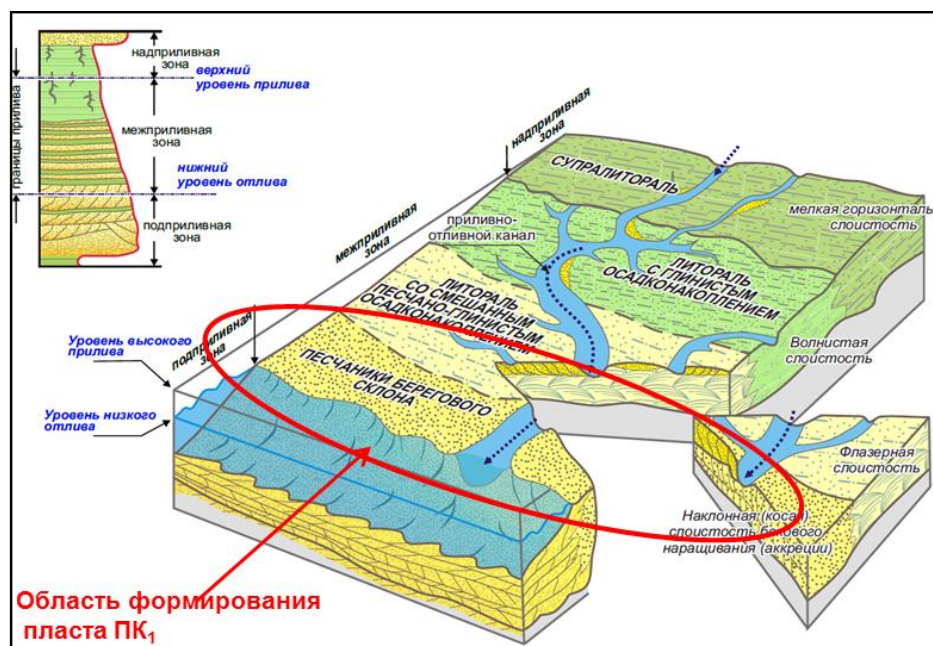


Рис.2 Концептуальная модель осадконакопления пласта ПК<sub>1</sub>

В работе проведен анализ неопределённости входных параметров и анализ чувствительности их влияния на величину начальных геологических запасов газа. В наиболее простой форме при данном анализе используют лишь те параметры, которые входят в формулу расчета величины геологических запасов:

$$Q_g = F \times h \times K_{\text{пл}} \times K_r \times (P_{\text{пл}}^{\text{нач}} \times \alpha^{\text{нач}} - P_{\text{пл}}^{\text{кон}} \times \alpha^{\text{кон}}) \times \theta_{\text{пл}}, \quad (1)$$

где:  $Q_g$  – начальные геологические запасы свободного газа, млн.м<sup>3</sup>;

$F$  – площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>;

$h$  – эффективная газонасыщенная толщина, м;



КП – коэффициент открытой пористости, д.ед.;

КГ – коэффициент газонасыщенности, д.ед.;

Рплнач, Рплкон – начальное и конечное пластовое давление в залежи, соответственно, МПа;

$\alpha_{нач}$ ,  $\alpha_{кон}$  – поправки на сверхсжимаемость углеводородных газов для давлений Рплнач, Рплкон, соответственно, 1/ МПа;

$\theta_{пл}$  – температурная поправка для средней пластовой температуры в залежи, д.ед.

Для итерационного моделирования вышеперечисленных параметров недостаточно, так как адаптация гидродинамических моделей зависит не только от величины начальных геологических запасов, но и от степени связанности коллекторов, что может быть отражено только в модели литологии задаваемыми при построении параметрами и трендами. Таким образом, в ходе анализа неопределенности определена следующая совокупность параметров, влияющих на величину начальных геологических запасов, также включающая в себя параметры, численно задаваемые в алгоритмах распределения как литологии (коллектор/неколлектор, фации или литотипы), так и пористости, нефтенасыщенности и зависимости пористость-проницаемость:

- структурная неопределенность;
- неопределенность уровня газоводяного контакта (ГВК);
- вариация доли коллектора и литотипов;
- вариация рангов вариограмм при моделировании литологии и коэффициента пористости;
- вариация зависимости газонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды при расчете трендового куба;
- вариация объемных коэффициентов газа.

В рамках анализа чувствительности рассчитаны 15 реализаций по каждому параметру неопределенности, на основе которых построен обобщенный график «Торнадо» (Рис.3)

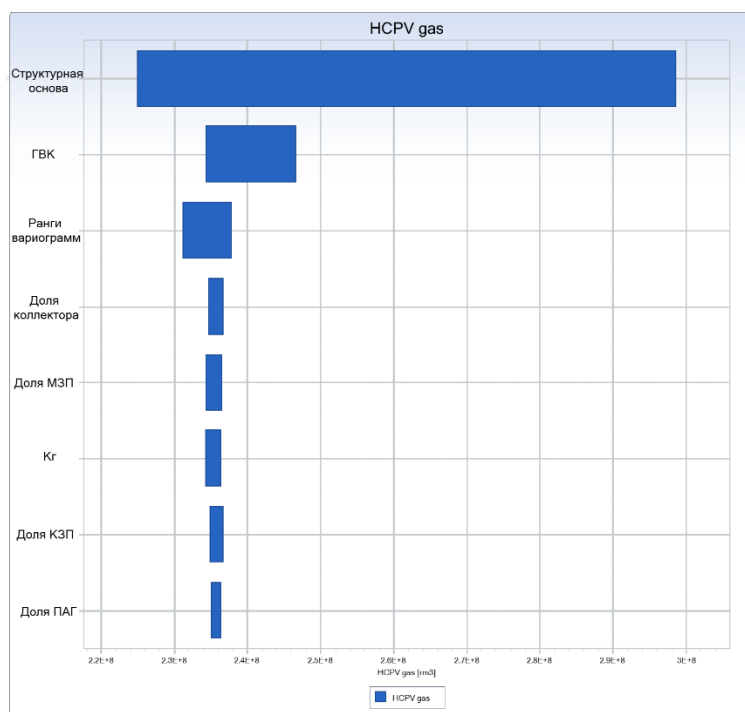


Рис.3 Торнадо-плот чувствительности объема газа

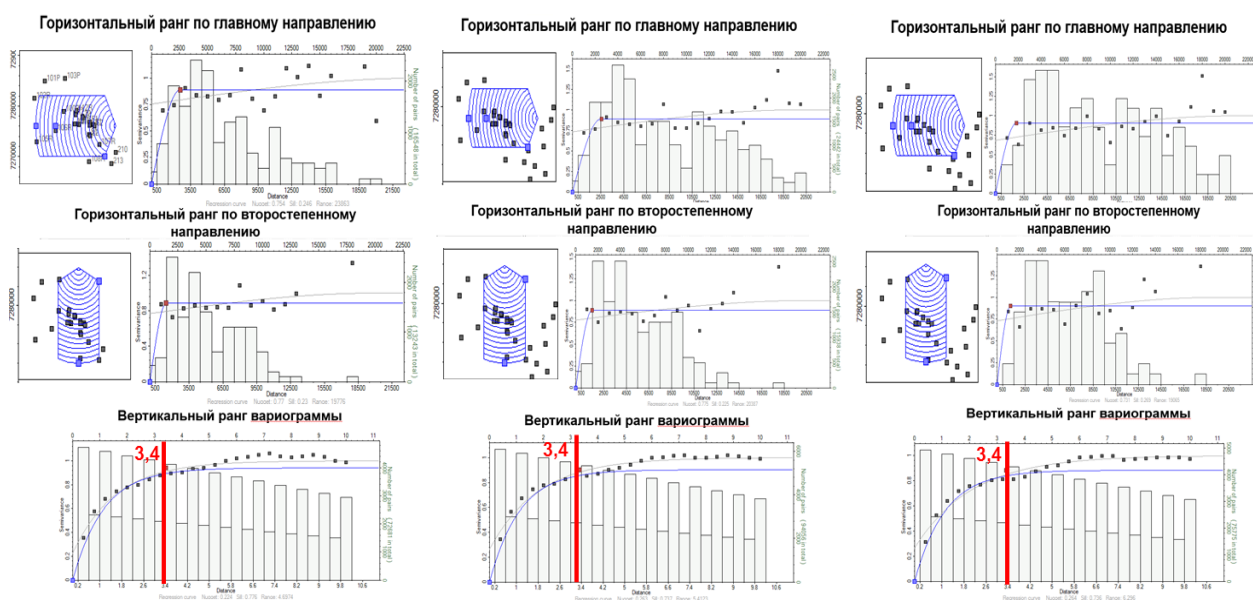
МЗП – мелкозернистый песчаник, КЗП – крупнозернистый песчаник, ПАГ – песчаник алевролитоглинистый

Результаты проведенного анализа чувствительности показали, что величина запасов наиболее чувствительна к структурной основе, уровню газоводяного контакта и рангам вариограмм, используемым при распределении литологии и коэффициента пористости.

Основная цель итерационного моделирования – выбор реализации гидродинамической модели с наилучшей адаптацией. Исходя из этого, принято решение создать геологические модели с вариациями рангов вариограмм, как ключевого параметра, влияющего на адаптацию. Отказ от вариации структурного каркаса и уровня ГВК обусловлен отсутствием значительных расхождений в структурных картах в центральной части залежи, где размещен эксплуатационный фонд скважин.

В рамках итерационного моделирования проведён полноценный вариограммный анализ скважинных данных пласта ПК<sub>1</sub> газоконденсатного месторождения с использованием различного количества скважин – всего 3 набора.

По результатам данного анализа выявлено, что вертикальный ранг настраивается уверенно во всех случаях и представлен экспоненциальным типом со значением равным 3,4 м., настройка же горизонтальных рангов не представляется возможным из-за высокого значения nugget-а и достижения sill-а в первых двух точках.



Для выбора диапазона изменения латерального ранга были привлечены статистические методики, описанные в работе К.Е. Закревского «Об оценке горизонтального радиуса вариограмм». С использованием данных методических выкладок проведен расчет нескольких вариантов, которые подтверждают друг друга.

Вариант 1 основан на соотношении вертикального и латерального рангов (Рис. 4)

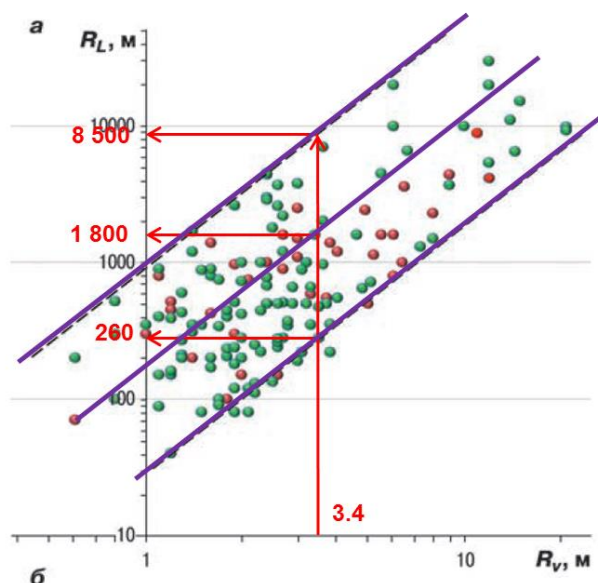


Рис. 4 Зависимость горизонтального ранга вариограмм от вертикального для терригенного (●) и карбонатного (●) коллектора порового типа

Вариант 2 основан на уравнении связи величины горизонтального ранга с вертикальным и средней проницаемостью коллекторов по данным ГИС (коэффициент корреляции 0,7):

$$\ln R_{\text{гориз}} = 0,81 * \ln R_{\text{верт}} + 0,29 * \ln K_{\text{пр}} + 4,87.$$

Свод расчетных вариантов горизонтальных рангов и принятые в последующем ранги для вариации при итерационном моделировании приведены в таблице 1.

Табл. 1 Результаты обоснования выбора диапазона изменения латерального ранга

| Горизонтальный ранги вариограмм | Вариант 1 | Вариант 2 | Принятые при итерационном моделировании |
|---------------------------------|-----------|-----------|-----------------------------------------|
| Минимальное                     | 500       | 533       | <b>500</b>                              |
| Базовое                         | 1 800     | 2 520     | <b>2 200</b>                            |
| Максимальное                    | 8 500     | 8 386     | <b>8 400</b>                            |

В ходе данной работы по результатам анализа неопределенности были выявлены основные параметры, влияющие на величину начальных геологических запасов газа, в число которых также были включены ранги вариограмм, как основного параметра, участвующего в алгоритмах распределения литологии и ФЕС. По результатам анализа чувствительности выявлено, что величина запасов наиболее зависима, при исключении таких параметров как структурная основа и газоводяной контакт, именно от рангов вариограмм, значения которых и варьировалось в ходе итерационного геологического моделирования. В ходе вышеупомянутого моделирования создано три равновероятные реализации геологической модели с учетом возможных неопределенностей распределения песчаных тел и наличия непроводящих глинистых перемычек:

- v1 без выделения и моделирования литотипов, с минимальными рангами вариограмм 500\*500\*3,4 м;
- v2 без выделения и моделирования литотипов, с рангами вариограмм 2200\*2200\*3,4 м;
- v3 без выделения и моделирования литотипов, с максимальными рангами вариограмм 8400\*8400\*3,4 м.

## НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА КОНЦЕПЦИЮ ЭНЕРГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ.

*МГУ имени М.В. Ломоносова*

*Представлен видеодоклад с борта научно-исследовательского судна*

Казаис В.И.

### АРКТИКА И АНТАРКТИКА: РАЗВЕДКА НЕДР БЕЗ ГРАНИЦ

*(АО «Таймыргеофизика»)*

Таймыр богат многими полезными ископаемыми (достаточно назвать Норильск и Ванкор, а теперь и Пайяху), но из-за сложных горно-геологических условий, как нигде проявленного траппового магматизма, еще крайне слабо изучен основным поисковым методом – сейсморазведкой МОГТ. Поэтому здесь широко применяется как альтернатива нетрадиционный подход к исследованию недр, разрабатываемый нами многие годы под брендом «сейсмогравимагнитное моделирование» (СГММ).

В рамках СГММ реализовано естественное физико-географическое преимущество Арктики и Антарктики, обладающих, в отличие от других частей света, наиболее простым, вертикально направленным магнитным полем, преобразование которого в аналог гравитационного поля (доминантное звено СГММ) по найденным алгоритмам осуществляется наиболее корректно. Созданная инновационная импортонезависимая технология, используя уже повсеместно проведенные среднемасштабные гравимагнитные съемки, с опорой на минимальные объемы сейсморазведки, способна обеспечить быстрое, надежное и малозатратное решение региональной структурной задачи как залог успешного выполнения ГРР на всех последующих этапах.

Приобретенный многолетний опыт доказывает высокую геолого-экономическую эффективность развиваемой стратегии. В 1960-1980-е годы она ускорила открытие крупных нефтяных и газовых месторождений в Ванкорском районе Западной Сибири, а в 1990-2000-е годы привела к обнаружению уникального объекта - Норильской НГО (6-10 млрд т у. т.) в трапповых полях Восточной Сибири, причисляемых к третьей, высшей категории сложности. Результаты сейсмогравимагнитных исследований также позволили в начале 2000-х годов обосновать и инициировать в регионе, после долгого 15-летнего перерыва, вызванного перестройкой, новый этап нефтегазопроисловых работ МОГТ (в модификации 2D и 3D и в паре с электроразведкой). Они ориентированы на лицензирование выявленных на Таймыре новых нефтегазоперспективных зон (одну из них в Пясинском районе мы так и назвали – Новотаймырской). Развёрнутые работы позволили существенно повысить ресурсный углеводородный потенциал, а также инвестиционную привлекательность изучаемой территории, отлицензивав при этом уже значительную её часть. Кроме того, недавними открытиями в Пайяхском районе удалось доказать высокие перспективы Енисей-Хатангского прогиба на нефть, а не только на газ, как считали до этого многие. В целом, результаты работ нового этапа несомненно, внесли весомую лепту и в обоснование последнего грандиозного проекта Роснефти – «Восток-Ойл».



Вместе с тем, все работы в Таймырском секторе Арктики в настоящее время сконцентрированы на изучении трех крупнейших областей нефтегазонакопления: материковой Гыдано - Ленской, а также Карской и Лаптевской, отвечающих одноименным интервалам арктического шельфа. Поставленная перед наземной и морской сейсморазведкой задача лицензирования названных областей должна быть выполнена ориентировочно до 2025 года, что дает основание ожидать здесь ещё многих открытий.

Однако, несмотря на большой объём проведённых исследований и при всей очевидной их эффективности, неохваченной сейсморазведкой и в ближней, и в дальней перспективе остается большая, труднодоступная часть территории, куда попадают как раз районы с благоприятным прогнозом на поиски богатых залежей не только углеводородного сырья, но и твердых полезных ископаемых, в том числе высоколиквидных, таких как цветные и благородные металлы, алмазы, уран, редкоземельные и др. (плато Путорана, Анабарский массив, горы Бырранга, архипелаг Северная Земля). Изучение этих районов предлагается провести на основе высокотехнологичного сейсмогравиманнитного моделирования и отработки скелетной опорной сети МОГТ по суше, морю и рекам - в обход недоступных и заповедных участков. Диапазон же методических возможностей СГММ позволяет применять эту, широко апробированную универсальную геотехнологию для поиска и картирования как нефтегазо-, так и рудоконтролирующих структур.

Несмотря на существующие экономические трудности, сейчас появилась замечательная возможность начать давно назревшие полномасштабные, но вовсе необременительные для госбюджета геолого-геофизические работы, направленные на устранение колоссальных пробелов в познании феноменальной минерально-сырьевой базы Таймырского сектора Арктики, охватывающего громадную территорию в 1,5 млн км<sup>2</sup> на главных перекрёстках Северного морского пути. Для наиболее полного раскрытия всех потенциальных возможностей малозатратного, но интеллектуально емкого СГММ необходимо организовать специализированный научно-производственный центр по данной проблематике.

Резюмируя, отметим следующее. Представленные предложения неоднократно, в течение многих лет, были рекомендованы в качестве пилотного проекта, призванного ускорить геологическую разведку высокоширотных территорий /акваторий на базе прорывных импортоопережающих отечественных технологий. Полагаем пришло время исполнения этих рекомендаций. Ведь успех данной стратегии на Таймыре - ключевом регионе Российского Севера, позволит распространить ее и на другие сегменты Арктики с теми же самыми проблемами, а также на Антарктику, где подобные исследования единственно возможны, поскольку международными конвенциями любые виды геологоразведочных работ с применением техники там запрещены полностью.

## МЕТОДИКА КАРТИРОВАНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПО ОСОБЕННОСТЯМ СТРОЕНИЯ ИНТРУЗИВНЫХ ТЕЛ НА ПРИМЕРЕ ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

ПАО «НК «Роснефть», г. Москва

Геологи и разработчики месторождений углеводородов при освоении запасов нефти в трещиноватых коллекторах зачастую сталкиваются с преждевременными прорывами воды и газа в скважинах, там, где этого не ожидалось. При анализе подобных негативных результатов работы скважин часто выявляются разломы, которые ранее в модели месторождения не были учтены.

С чем может быть связано такое изменение представлений о геологическом строении залежи до и после бурения скважины? Прежде всего, это связано с недостаточным учетом всех геолого-промысловых данных на стадии планирования бурения. На примере одного из месторождений Восточной Сибири показан пример применения методики картирования тектонических нарушений с помощью корреляции скважинных разрезов по ГИС для уточнения разломной модели и более эффективного планирования эксплуатационного бурения.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, занимает юго-западную часть Камовского свода Байкинской антеклизы. Коллектор рифейских отложений сложный, его можно охарактеризовать как каверново-трещинный, реже каверново-порово-трещинный. Вопросам выделения и прогнозирования трещиноватости рифейских пород-коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны посвящено множество научных работ [1, 3, 4].

В пределах рассматриваемой территории осадочный чехол, залегающий на поверхности кристаллического фундамента архей-протерозойского возраста, сложен породами рифейского, венд-кембрийского, ордовикского и четвертичного возраста. Рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым стратиграфическим несогласием.

Вышезалегающий венд-кембрийский комплекс отложений по сравнению с рифейскими преимущественно доломитовыми отложениями имеет более дифференцированный литологический состав. В разрезе присутствуют доломиты, прослои аргиллитов и доломитизированных известняков, ангидритов, соли и интрузивные тела, которые по своим свойствам пород различаются на кривых каротажа – ГК, НГК, ГГКп, АК. Корреляция разрезов скважин выполнена по массиву порядка сотни скважин.

Вендские отложения (ванаварская и оскобинская свиты) характеризуются неравномерной толщиной, что связано с осадконакоплением в пределах палеорельефа, сформировавшегося во время предвендского размыва. На момент формирования отложений катангской свиты основные пониженные участки палеорельефа были уже заполнены осадками. Характерной особенностью отложений катангской свиты является наличие интрузивных тел. Интрузивные тела хорошо выделяются по данным ГИС. Прежде всего - это мощная по толщине, однородная пачка с высокими показаниями ГГКп (в основном 2,9-3 г/см<sup>3</sup>), низкой естественной радиоактивностью, повышенными показаниями НГК (но ниже чем в ангидрите), значениями АК в районе 150-160 мкс/м.

Кембрийские отложения составляют значительную часть осадочного чехла Байкинского бассейна. Нижний-средний кембрий представлен чередованием соленосно-доломитовых (снизу вверх: ниже-, верхнеусольская, верхнебельская подсвиты, ангарская свита, верхнелитвинцевская подсвита) и доломитовых толщ (среднеусольская, нижнебельская подсвиты, булайская свита, нижнелитвинцевская подсвита) общей мощностью от 1400 до 2020

м. Средне-верхнекембрийская часть разреза представлена глинисто-карбонатными красноцветными породами эвенкийской свиты мощностью от 400 до 470 м, выходящими во многих районах на дневную поверхность. Интрузивные тела в кембрийских отложениях встречаются в усольской, верхнебельской, ангарской, литвинцевской свитах.

На рубеже палеозоя и мезозоя, в пермо-триасовое время в осадочные толщи Байкитского бассейна внедрялись интрузии долеритов, особенно в верхнюю часть осадочного чехла, в венд-кембрийские отложения, в литвинцевскую, ангарскую свиты, верхнебельскую подсвиту и, в меньшей мере, в нижнюю часть - в усольскую и катангскую свиты [2]. Суммарная мощность траппов в разрезе бассейна меняется от 85 (Хоркичская скв. 1) до 524 м (Полигусская скв. 1). В Юрубчено-Тохомской зоне мощность интрузий меняется от 165 до 255 м.

Для интрузивных тел характерны плавные изменения толщин и ступенчатое «лестницеобразное» строение. Субгоризонтальное перемещение магмы при достижении ослабленных разломами зон, происходило скачком до следующего межслоевого раздела.

Основой данной корреляционной методики является постулат, что разломы являются естественными границами отдельных тектонических блоков, где происходило вертикальное перемещение магматических потоков. Таким образом, «лестницеобразное» расположение интрузивных полей позволяет восстановить сетку более древних или сингенетичных пермо-триасовому магматизму разломов.

Закартированные разломы, по которым происходит переход магмы, подтверждаются результатами интерпретации материалов 3D сейсморазведки. В волновом поле сейсмического разреза в местах распространения интрузии наблюдается наличие аномалии сейсмической записи, которая представлена увеличением амплитуд в кровле и ослаблением амплитуд внутри выделенного тела, а также раздвоением фазы или переходом с положительной фазы на отрицательную. На рисунке 1 показан амплитудный срез, на котором хорошо виден разлом, по которому происходит перескок интрузивного тела с одного стратиграфического уровня на другой.

В результате корреляции разрезов скважин по данным ГИС в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы выделено в венд-кембрийских отложениях три основных уровня внедрения интрузий. В местах перескока интрузии с одного стратиграфического уровня на другой проведены дополнительные разрывные нарушения, которые учтены при построении разломной модели (рис. 2).

При закладывании скважин вблизи выделенных разломных нарушений необходимо корректировать траекторию, размещая горизонтальный ствол не ближе, чем 1000 м от разломной зоны (на удалении) и поднимая горизонтальный ствол на более высокие значения, дальше от водо-нефтяного контакта, с целью снижения риска прорыва воды по системе трещин. По новой концепции заложения горизонтальных стволов пробурено три скважины. Запускная обводненность в среднем составила 10%. Запускная обводненность скважин, пробуренных по старой концепции, с пересечением разлома и на низких абсолютных значениях, составляла выше, около 40-50%.

Помимо решения задач эксплуатационного бурения, картирование интрузивных тел может быть хорошим подспорьем при планировании геолого-разведочных работ. Сибирская платформа является идеальным объектом для исследований влияния траппового магматизма на нефтегазоносность, а именно выявления закономерностей размещения залежей нефти и газа на площади распространения траппового магматизма и обоснования наиболее перспективных участков для бурения.





Агалаков С.Е., Дубровина Л.А., Розбаева Г.Л.,

## ГАЗОГИДРАТЫ – ОСЛОЖНЯЮЩИЙ ФАКТОР ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ГАЗОВЫЙ РЕСУРС АРКТИЧЕСКОГО КЛАСТЕРА

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

В связи с продвижением добывающих нефтегазодобывающих компаний на север Западной Сибири все более актуальным становится учет такого явления, как газопроявления из мерзлых и подмерзлотных толщ. При этом следует рассматривать эту проблему с точки зрения технических рисков при бурении и эксплуатации скважин, а также возможности локализации скоплений газа и газогидратов и оценки их ресурсов.

Газопроявления в районах вечной мерзлоты достаточно разнообразны (Рис. 1):

- выбросы водо-газовой и грунтовой смеси из вечной мерзлоты (а)
- изменения цвета озер после газопроявлений (б)
- выбросы бурового раствора при бурении скважин (в)
- получение притоков газа в результате опробования (г)
- размывание приустьевой площадки при оттаивании вечной мерзлоты вокруг работающей скважины и деформация устья скважины после просадки приустьевой площадки (д)





Рис. 1. Многообразие результатов газопроявлений в районах вечной мерзлоты

Локализация скоплений газа и газогидратов – насущная задача как для прогноза технологических рисков при бурении, так и для прогноза ресурсов газа.

Поскольку газонасыщенные и гидратонасыщенные породы отличаются по физическим свойствам от вмещающих пород, то существуют предпосылки их выделения геофизическими методами. В первую очередь, это сейсморазведка (Рис.2) .

При этом закартированные по карте RMS площади распространения газогидратов подтверждены газопроявлениями при бурении на данных территориях.

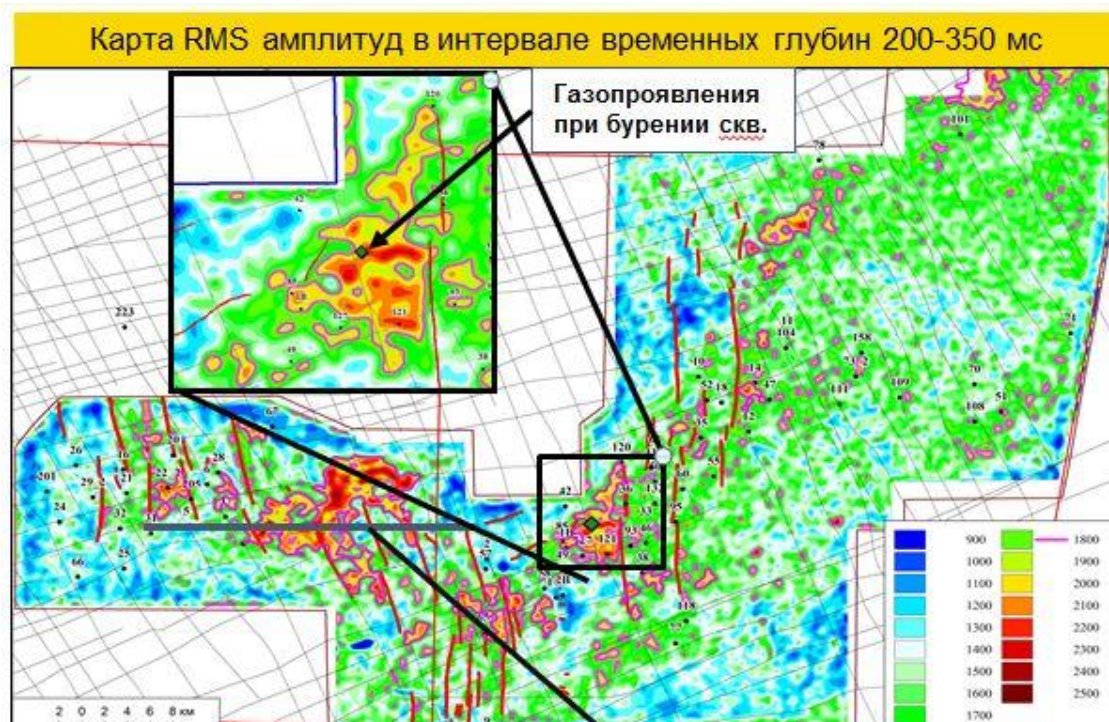






Рис.2 Локализация скоплений газогидратов по эффекту «яркое пятно»

Успешен также опыт применения методов электроразведки для локализации высокоомных, предположительно гидратосодержащих интервалов ниже подошвы мерзлых пород. (Рис.3)

На геоэлектрических разрезах верхние несколько сот метров имеют высокое сопротивление: от 100 до 500 Ом\*м. Высокоомный слой мощностью от 150 до 600 м отвечает породам в мерзлом состоянии, а не всей криолитозоне. Зоны повышенного сопротивления были обнаружены над Озерным, Пайяхским и Байкаловским месторождениями. Возможные причины аномалий в верхней части разреза – вертикальная фильтрация УВ и образование газогидратов.

Авторами предпринята попытка локализации скоплений газогидратов по сейсморазведочным и электроразведочным данным в пределах Западно- и Восточно-Мессояхских ЛУ. Прогноз зон распространения газогидратов хорошо согласуется с известными газопроявлениями (рис.4).

Оценка ресурсного потенциала надсеноманских отложений в пределах Западно- и Восточно-Мессояхских ЛУ составляет составляет 440 млрд куб. м. газа.

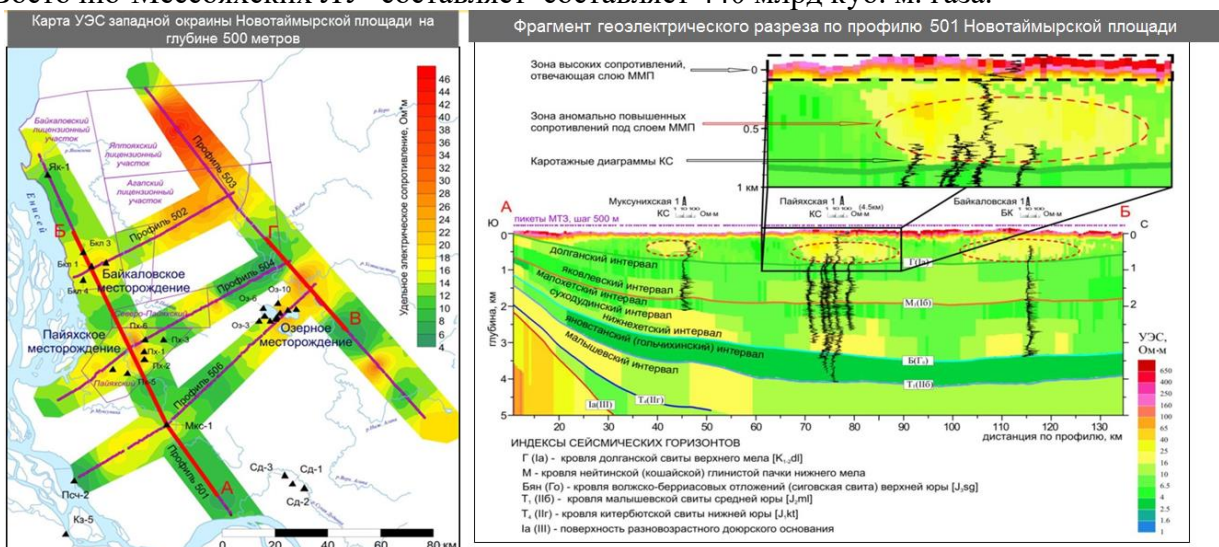


Рис. 3 Выделение высокоомных предположительно гидратонасыщенных интервалов по данным электроразведки (ОАО «Таймыргеофизика, 2015).

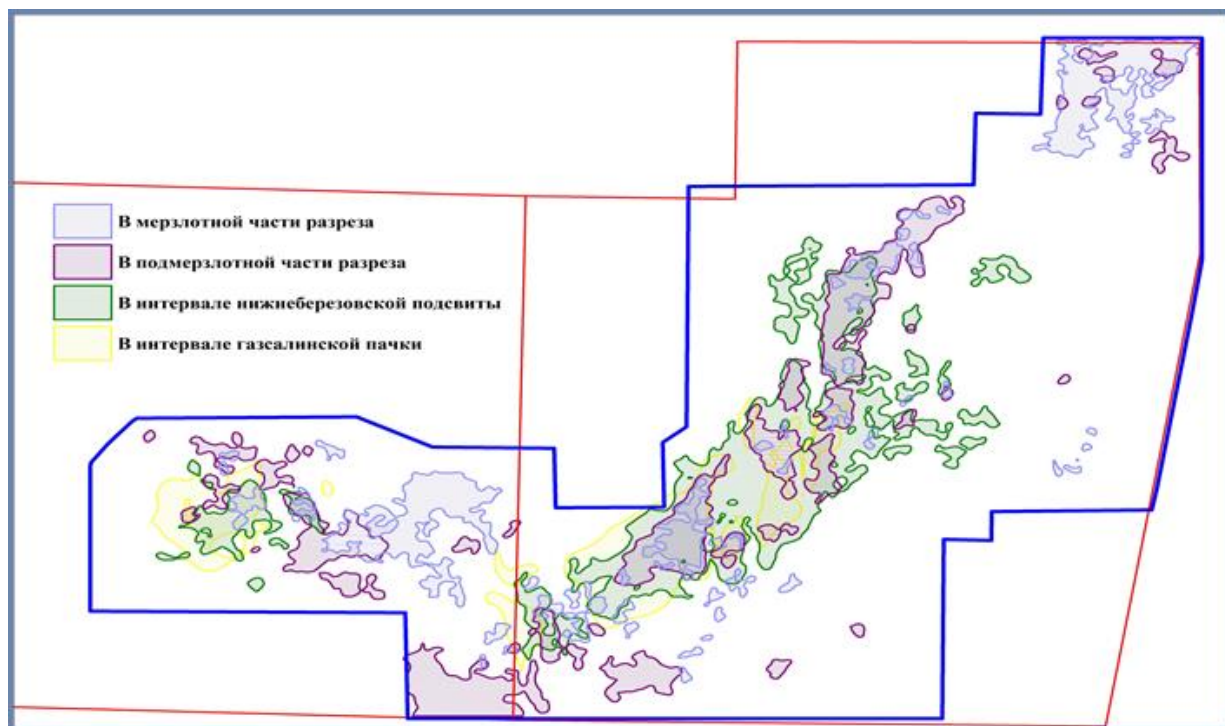


Рис. 4 Локализация скоплений газогидратов в пределах Западно-Мессояхского и Восточно-Мессояхского лицензионных участков.

### Заключение

Таким образом, газовые гидраты являются не только фактором технологического риска при освоении Арктических районов, но и локализуемым ресурсом природного газа.

### Литература:

1. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири. Геология нефти и газа, №3, 1997. С. 16-21
2. Агалаков С.Е. Курчиков А.Р. Бабурин А.Н. Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в туронских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения. Геология и геофизика, 2001, т.42, № 11-12. С.1785-1791
3. Агалаков С.Е. Курчиков А.Р. Оценка ресурсов газа в зонах стабильности газогидратов Западной Сибири. Наука и техника в газовой промышленности. № 1-2, 2004. С 26-35
4. Яковлев Д.В., Афанасенков А.П. Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления сибирской платформы. ГеоЕвразия 2018, 5-8 февраля 2018 г. Москва

## ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕЛЬТОВЫХ ОБСТАНОВОК НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ СИГОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

**Введение:** Район исследований расположен на востоке Ямало-Ненецкого автономного округа в Пур-Тазовском междуречье. Одним из главных перспективных объектов северо-восточной части Западной Сибири являются горизонт Ю1 сиговской свиты (келловей-оксфордский ярусы). Строение и условия формирования юрских отложений рассмотрены в работах многих исследователей - И.И. Нестерова, А.А. Нежданова, Г.С. Ясоевича, П.А. Яна, В.А. Конторовича. Большинство из них пришли к выводу, что накопление сиговской свиты, происходило в прибрежно-морской обстановке, на фоне постепенной регрессии моря. Сложное строение горизонта, многочисленные зоны выклинивания, эрозионного размыва и фациального замещения могут оказаться благоприятными для сохранения залежей углеводородов не антиклинального типа.

**Методы и результаты работ:** В ходе работ детально изучен керн 23 скважин, фациальная интерпретация ГИС скважин и сейсмофациальный анализ. Фациальный анализ керна базируется на изучении текстурно-структурных особенностях, составе ихнофоссилий, включений, контактов и парагенеза. Для диагностики отложений сейсмическими и геофизическими методами, чтобы картировать их по площади, фации объединены в более крупные подразделения – фациальные ассоциации или макрофации. При объединении в первую очередь учитывали близкий генезис пород и гидродинамические условия седиментации, а также возможность выделения ассоциаций по каротажу при отсутствии кернового материала. Сейсмофациальный анализ выполнялся совместно со спектральной декомпозицией, полученной за счет смешивания кубов различных частот (20-40-60Гц). В результате комплексного исследования удалось произвести реконструкцию условий осадконакопления сиговской свиты, построить фациальные карты-схемы продуктивных пластов, иллюстрирующие закономерности развития формирования осадков.

*Пласт Ю<sub>1</sub>* относящийся к сиговской свите имеет толщину около 60-90 метров. В результате седиментологического анализа керна установлено, что отложения накапливались в прибрежно-морской обстановке, под влиянием дельт, а также условиях подводного берегового склона (предфронтальной зоны пляжа). Наблюдается регрессивно-трансгрессивная последовательность (рис. 1), в результате которой сформировались пять циклитов (пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> Ю<sub>1</sub><sup>5</sup>). Каждый песчаный пласт – это результат регрессии, отступления моря и проградации дельтовых отложений, затем наступает временная трансгрессия, на фоне которой образуются глинистые перемычки продельтовых илов. В кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с размывом залегают маломощные песчаные отложения трансгрессивного слоя (рис. 1А1), обогащенные глауконитом, фрагментами ростров белемнитов, на которых залегают глинистые отложения шельфа (рис. 1А2). На дельтовый генезис отложений указывают обедненный состав биотурбации ихнофации *Skolithos-Cruziana*, трещины синерезиса, текстуры волновой переработки осадков, достаточное количество растительного детрита, массивные глины «жидкие илы», парагенез по латерали и вертикали. Низкое разнообразие морского бентоса связано со стрессовыми условиями среды седиментации (замутненность вод, жидкая консистенция субстрата, колебания солености). Снос обломочного материала наблюдается с юго-востока, со стороны Сибирской платформы. В этом же направлении отмечается последовательная смена фациальных обстановок.

Дельтовая система имеет две крупные области седиментации: надводная дельтовая равнина и подводная часть дельты. В пределах исследуемого района, выделяется только подводная часть дельты, которая подразделяется на следующие ассоциации фаций: продельтовый склон, фронт дельты и распределительный канал.



Фа́ция распределительного (подводящего) канала представлена песчаниками тонко-, средне-мелкозернистыми, массивными, либо с крупной и мелкой косой слоистостью, подчеркнутой углистым детритом. Слоистость обычно разнонаправленная часто срезанная, характерны редкие вертикальные ходы бентосных организмов. Подошва песчаников, как правило, резкая эрозионная, со следами внутриформационного размыва (неокатанные глинистые интракласты), встречаются гальки, фрагменты древесины растений (рис. 1А6). Зернистость обычно уменьшается вверх по слою, мощность каналов различная, от 1 до 5,0 м. Подстилающими всегда бывают отложения фронта дельты, перекрываются отложения каналов обычно алевроито-глинистыми осадками продельты. Песчаники каналов обладают максимальными фильтрационно-ёмкостными свойствами, относятся к III-V классу коллекторов по А.А. Ханину. Значение коэффициента пористости изменяется от 16,2 до 19,9 %, проницаемости - от 0,42 до 814 мД.

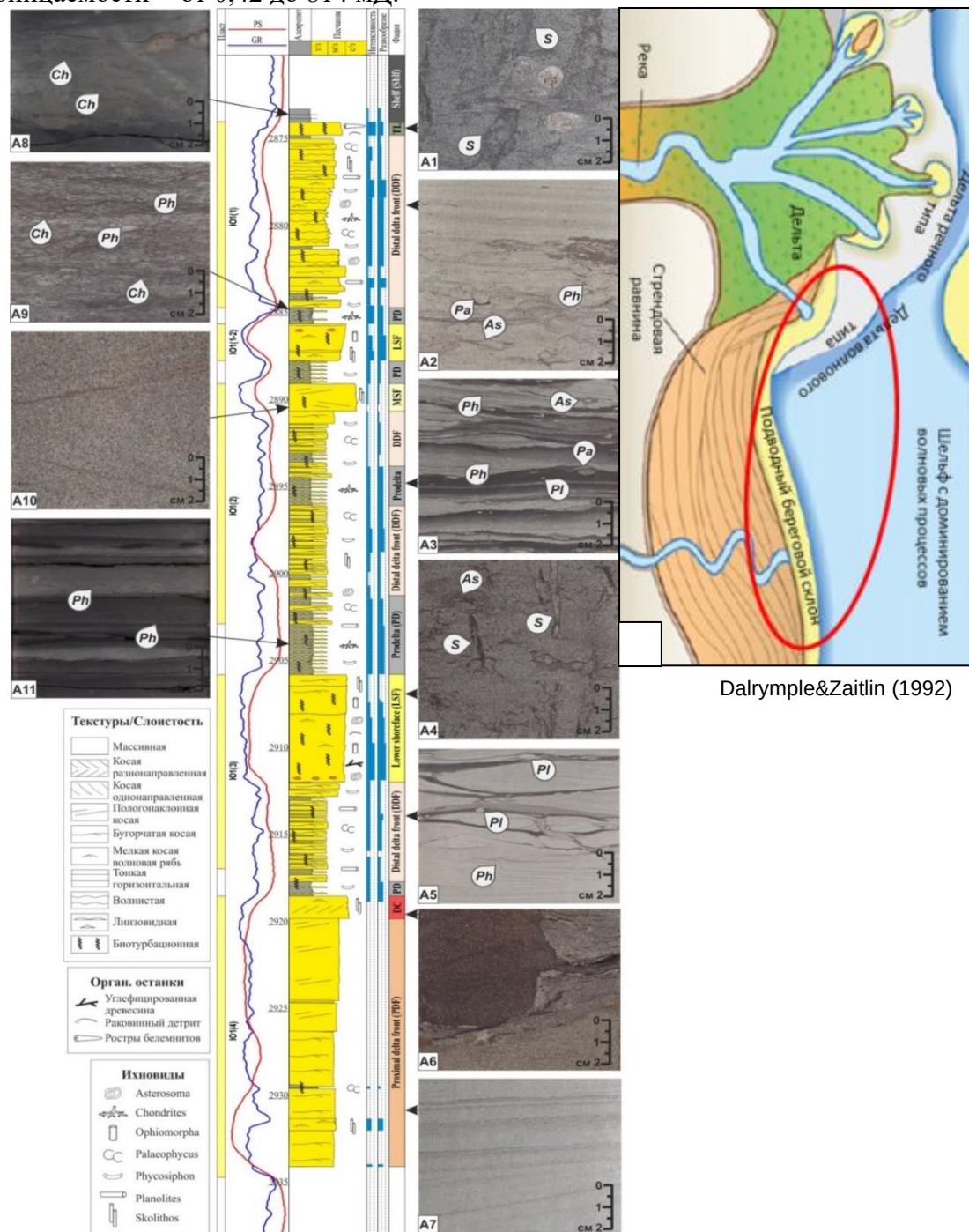


Рисунок 1. Литолого-седиментологический разрез и концептуальная модель формирования отложений пласта Ю<sub>1</sub> сиговской свиты

В области фронта дельт происходит переработка вынесенных рекой осадков морскими процессами. Дельты сиговской свиты смешанного типа: речного и волнового (рис. 1Б). Фронт дельты, в зависимости от близости к речному стоку, подразделяется на проксимальную и дистальную части.

*Фация проксимальной части фронта дельты* сложена песчаниками мелко-тонкозернистыми и тонко-, средне-мелкозернистыми, массивными, либо с косой, бугорчатой слоистостью, за счет переработки осадков штормовыми процессами (рис. 1А7). Для пород характерно очень слабое развитие биотурбационных текстур, представленных редкими вертикальными, изредка горизонтальными ходами (*Skolithos*, *Palaeophycus*, *Phycosiphon*), что свидетельствует о высокой активности гидродинамики среды. Зернистость обычно увеличивается снизу вверх по слою. По фильтрационно-ёмкостным свойствам отложения относятся к IV-VI классу коллекторов по А.А. Ханину. Значение коэффициента пористости изменяется от 9,1 до 19,1 %, проницаемости - от 0,1 до 141,8 мД.

*Фация дистальной части фронта дельты* представлена песчаниками мелко-тонкозернистыми и тонко-мелкозернистыми с бугорчатой штормовой, либо с линзовидно-волнистой слоистостью, осложненными частыми тонкими слойками алевролитов глинистых (рис. 1А5). Породы в различной степени биотурбированные (от единичных следов до умеренных проявлений) вертикальными и горизонтальными ходами илоедов (*Asterosoma*, *Skolithos*, *Planolites*, *Palaeophycus*, *Phycosiphon*, *Thalassinoides*) свидетельствующие о периодах относительно спокойной седиментации, дающих возможность заселению субстрата донными организмами (рис. 1А2). По фильтрационно-ёмкостным свойствам отложения относятся к V-VI классу коллекторов по А.А. Ханину. Значение коэффициента пористости изменяется от 6,3 до 17,1 %, проницаемости - от 0,06 до 79,6 мД.

*Продельтовый склон* являются областью осаждения вынесенных рекой в бассейн преимущественно тонкозернистых осадков с постепенным переходом в сторону бассейна в покровные шельфовые аргиллиты. Отложения продельты сложены алевролитами крупно-мелкозернистыми, глинистыми, тонкослоистыми, массивными «жидкие илы», либо с пологоволнистой, линзовидно-волнистой слоистостью, за счет слойков и линз песчаного материала, слабо и умеренно нарушенные биотурбацией (*Planolites*, *Chondrites*, *Palaeophycus*, *Asterosoma*, *Phycosiphon* и др.). В зависимости от толщины и количества песчаных прослоев, фацию по керну можно уверенно разделить на дистальную (рис. 1А9,11) и проксимальную (рис. 1А3) части продельты. Постепенное увеличение количества и толщины песчаных прослоев вверх по разрезу фации отражает усиление активности гидродинамики среды, происходившее по мере обмеления в ходе проградации дельты.

В классическом строении подводного берегового склона, лишённого влияния дельт, по структурно-текстурным и ихнологическим особенностям выделяется девять фациальных зон (MacEachern, 2008). По диагностическим признакам фаций в отложениях сиговской свиты, определяется только средняя и нижняя зоны подводного берегового склона (предфронтальной зоны пляжа). Пляжевые осадки формируются на заключительном этапе эволюции дельтовой системы, выделяются в кровли практически каждого циклита (пласта) сиговской свиты, и связаны как с колебанием относительного уровня моря, так и постоянно меняющимся динамическим равновесием между флювиальным привносом осадков с суши и размывом и переотложением их за счет воздействия моря.

*Отложения предфронтальной зоны пляжа* сложены песчаниками тонко-, средне-мелкозернистыми, с текстурами волновой ряби, бугорчатой, субгоризонтальной слоистостью (рис. 1А10), в различной степени биотурбированные разнообразными ихновидами (*Planolites*, *Chondrites*, *Palaeophycus*, *Diplocraterion*, *Asterosoma*, *Thalassinoides*, *Cylindrichnus*, *Skolithos*, *Ophiomorpha*, *Terebellina*). Обогащение глинистыми минералами вызвано присутствием в породах многочисленных ходов червей и ракообразных с выстланных глинистыми стенками (рис. 1А4). По фильтрационно-ёмкостным свойствам отложения относятся к III-VI классу

коллекторов по А.А. Ханину. Значение коэффициента пористости изменяется от 7,9 до 21,0 %, проницаемости - от 0,2 до 544,1 мД.

В результате фациального анализа удалось разделить отложения сиговской свиты на ряд выдержанных трансгрессивно-регрессивных циклитов, и проследить особенности формирования каждого из них (рис.2). Пласт Ю<sub>1</sub><sup>5</sup> керном практически не охарактеризован, мощность изменяется от 5 до 10 метров. Подошва пласта фиксирует начало регрессии, следующей после длительного этапа региональной трансгрессии, в результате которой сформировалась мощная глинистая толща точинской свиты. Отложения представлены песчаниками с разнообразными следами ихнофоссилий, относящиеся к фации нижней части предфронтальной зоны пляжа, мощность которых уменьшается в западном направлении, где происходит постепенное фациальное замещение, накопление отложений происходит в обстановке внутреннего шельфа, что подтверждается анализом ГИС.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> представлены мощной толщей до 20 м относительно однородных косослоистых песчаников с единичными следами ихнофоссилий, формирование которых происходило в обстановке подводной дельтовой равнины. Косослоистое строение песчаников, почти полное отсутствие биотурбации свидетельствует о преобладании речных процессов. В кровле пласта в юго-восточной части территории диагностируются небольшие по мощности распределительные русла.

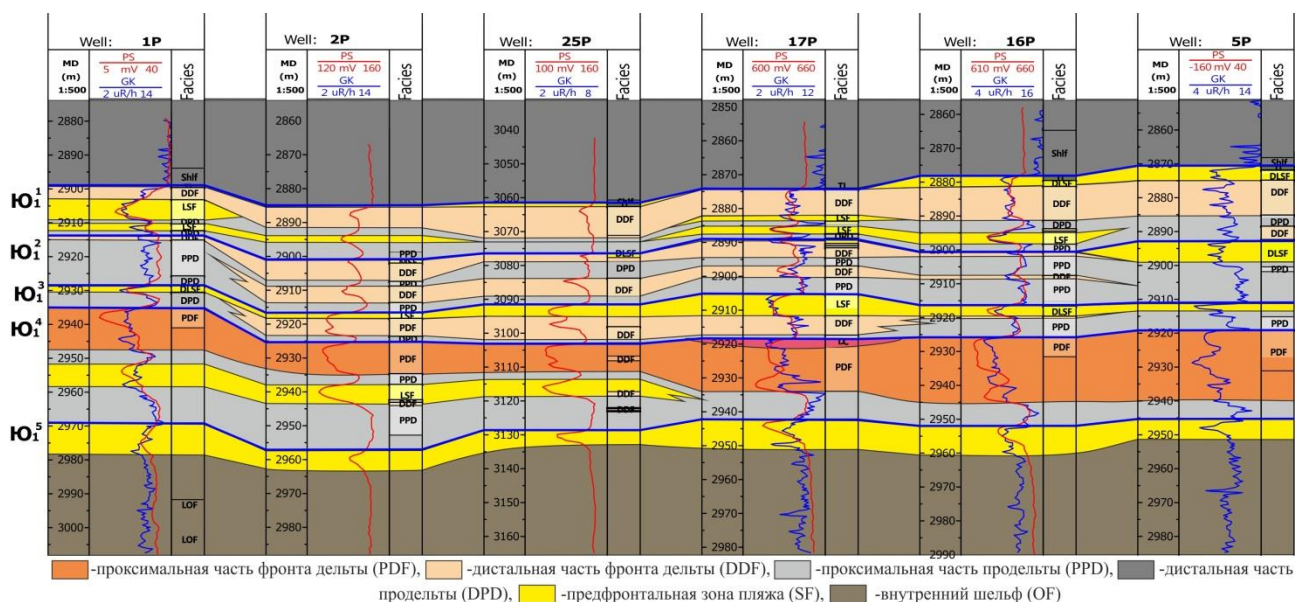


Рисунок 2. Фациальный профиль пласта Ю<sub>1</sub> сиговской свиты

Эти отложения являются наилучшими коллекторами с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств, но к ним приурочены и максимальные концентрации вторичных процессов карбонизации.

В отложениях пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> диагностируется фация дистальной части фронта дельты, которая представлена тонкозернистыми песчаниками с бугорчатой слоистостью, чередующиеся с прослоями глинистых алевролитов. Дельтовая система характеризуется значительным влиянием волнового/штормового перебива осадков, на что указывают активное проявление волновых текстур, а также низкая интенсивность и разнообразие биотурбации. В кровле, при дальнейшей усилении регрессии формировалась толща биотурбированных песчаников предфронтальной зоны пляжа. Проградация дельтового комплекса/пляжа происходила с востока на запад, фациальное замещение предполагается параллельно береговой линии, то есть в субмеридиональном направлении, что также подтверждается анализом сейсмических атрибутов.

В подошве пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> залегает довольно выдержанная непроницаемая алевроито-глинистая пачка продельтового склона, соответствующая одной из выделенных поверхностей

затопления. Верх по разрезу наблюдается проградация дельты с увеличением зернистости вверх по разрезу. В перераспределении осадочного материала значительное влияние оказывали волновая и штормовая активность, что выражается в широком распространении штормовых текстур и низком разнообразии ихнофоссилий. По площади наблюдается продвижение дельтовой лопасти с юго-востока. Породы представлены тонкозернистыми песчаниками, чередующиеся с прослоями алевролитов, на большей части территории, относящиеся к фации дистального фронта дельты, к юго-востоку они сменяются более выдержанными песчаными пачками проксимального фронта дельты и распределительных каналов. В кровле залегает толща биотурбированных песчаников предфронтальной зоны пляжа.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> соответствует этапу погружения территории, является одним из наиболее трансгрессивных среди пластов сиговской свиты в пределах исследуемой территории. Пласт состоит из двух циклитов, нижний из которых представлен фациями подводного берегового склона. Верхний циклит сложен осадками дельтового комплекса, которые, на большей части территории, соответствуют обстановке дистальной, наиболее удаленной области фронта дельты, где уже практически не наблюдается речной привнос осадков, но и волновая/штормовая активность заметно ниже, чем в отложениях нижележащих пластов. Связано это в первую очередь как с удаленностью береговой линии, так и с погружением осадков на глубины, ниже базиса волновой эрозии ясной погоды. В керне заметно увеличиваются интенсивность и разнообразие биотурбационных текстур, которые во многом зависят от гидродинамического режима седиментации. По площади наблюдается продвижение дельтовой лопасти с юго-востока, где в разрезе скважин диагностируется проксимальная часть фронта дельты. В кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, по аналогии с нижележащими отложениями также фиксируется толща биотурбированных песчаников, относящиеся к фации предфронтальной зоны пляжа, которая с размывом залегает на нижележащих отложениях фронта дельты.

**Выводы:** В результате проведенных исследований разработана фациальная модель формирования пластов сиговской свиты. Прослежено циклическое (трансгрессивно-регрессивное), развитие территории, выполнена хроностратиграфическая корреляция и выделено 5 основных литоциклов. С помощью анализа зависимостей керн-ГИС и метода нейронных сетей удалось распространить фациальные типы пород, определенные по керну на большинство пробуренных скважин. Выделены и закартированы фации наиболее благоприятные для формирования улучшенных зон коллекторов.

#### Список литературы

1. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н. и др. / Геология и геофизика, 2014, т.55, №5-6, С. 745-776.
2. Ян П.А. Состав строение и условия осадконакопления Келловей-Оксфордских отложений Надым-Пурского междуречья Западной Сибири: диссертация на соискателя ученой степени – Новосибирск, СОРАН, 2003, 169 с.
3. Einsele, G. (2000). Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget: Springer-Verlag, p. 792.
4. Pemberton, S.G., Spila, M., Pulham, A.J., Saunders, T., MacEachern, J.A., Robbins, D. and Sinclair, I.K. 2001. Ichnology & sedimentology of shallow to marginal marine systems. Geological Association of Canada, Short Course Notes 15, Newfoundland.
5. Walker, R.G., James, N.P. (1992). Facies models: response to sea-level change: Geological Association of Canada, GEOText1, p. 454.



## ПОДХОДЫ К ОСВОЕНИЮ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1- ООО «ТННЦ», 2- ООО «ТЮНГД»

Административное расположение Среднеботуобинского месторождения – Республика Саха (Якутия) в 140 км. к северо-западу от г. Ленска.

Основным объектом разработки является Ботуобинский горизонт. Но не менее основополагающим является осинский горизонт, содержащий 53% НГЗ. Ресурсная база разделена между объектами пополам.

Осинский карбонатный горизонт имеет сложное строение, лоскутное распространение и низкую проницаемость. В период 70х-80х годов довольно большое внимание уделялось осинскому горизонту. Предпринимались неоднократные попытки получить промышленные притоки углеводородов с помощью различных методов интенсификации (перфорация, кислотная обработка, термо-барическое воздействие). Несмотря на все усилия, определиться с контактами залежей и их конфигурацией в полной мере не удалось, что связано отсутствием стабильных притоков углеводорода. В большинстве скважин они вообще не были получены.

В 2018 году в результате интерпретации данных сейсморазведки 3D (Рис. 1) была получена новая информация о строении осинского горизонта. Установлено наличие сейсмических аномалий кольцевых форм с различными физическими свойствами.

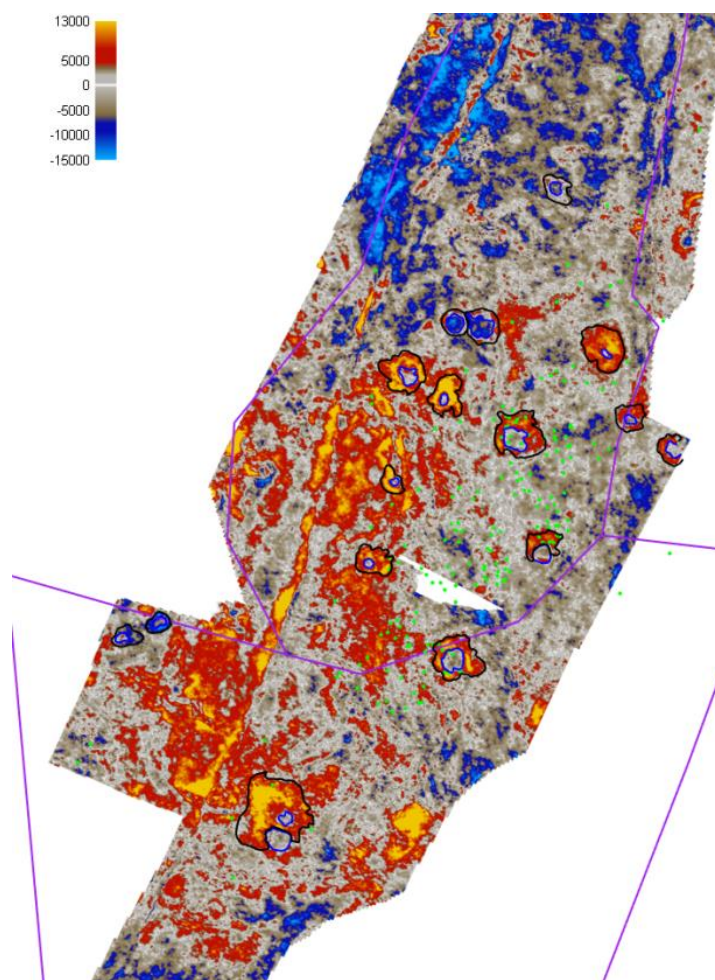


Рис. 1 Карта амплитуды сейсмического сигнала

Формирование отложений осинского горизонта происходило в условиях мелководья на протяженной карбонатной платформе (Рис. 2). В этих условиях формируются высотой до нескольких метров биогермные постройки. Основные обитающие организмы были цианобактерии (сине-зеленые водоросли). Было высказано предположение, а впоследствии по данным керна подтверждено, что кольцевые аномалии, выявленные на сейсмике и есть древние бактериальные постройки.

Исходя из концепции формирования таких построек – у них есть плотное биогермное ядро, внутренняя лагуна и краевая часть зернистого шлейфа, где отлагался переработанный карбонатный материал и с чем мы связываем основные перспективы наличия коллектора с хорошими ФЕС [1].

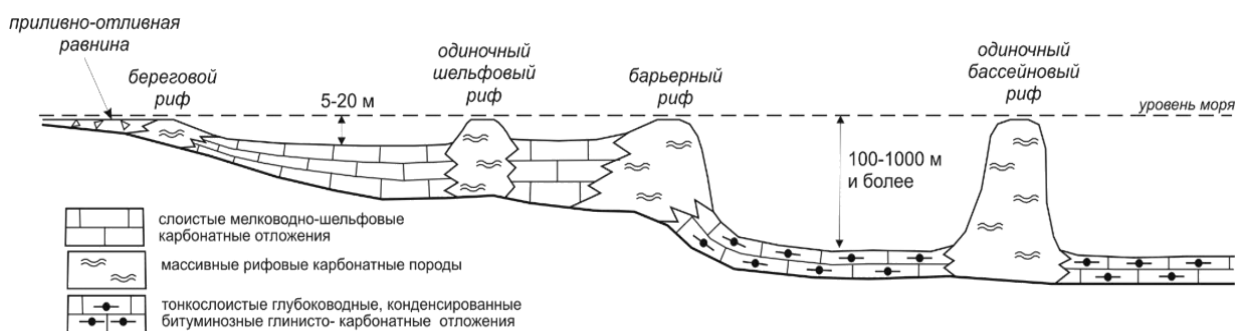


Рис. 2 Модель формирования карбонатных отложений

По изменению амплитуды в пределах «кольца» выделяются различные фациальные зоны:

Зона с невысокими ФЕС

- Внутририфовая лагуна в центре кольца
- Биогермное ядро рифа
- Зона межрифового пространства
- Зона с улучшенными ФЕС
- Краевая зона рифа
- Зона зернистого шлейфа

С целью подтверждения предположения о наличии зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами в 2018 г. в рамках опытно-промышленной разработки (ОПР-1) выполнен ГРП в четырех скважинах, в результате получены промышленно значимые притоки нефти от 4 до 22 т/сут.

Построена зависимость продуктивности скважин от удаленности кольцевых структур (патч-рифов) (Рис. 3).

Кпрод

м³/т/атм

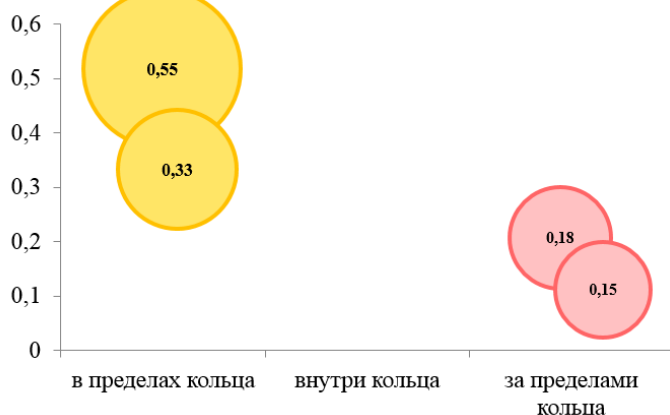


Рис. 3 Зависимость продуктивности скважин от удаленности патч-рифов

Наилучшие притоки нефти были получены либо в пределах кольцевой структуры (краевая зона рифа), либо вблизи нее (зона зернистого шлейфа).

Для апробации технологии горизонтального бурения на осинском горизонте Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения, в 2019-2020 гг. путем перевода с нижележащего объекта, были пробурены два боковых горизонтальных ствола с дебитами нефти от 57 до 138 т/сут. Скважины пробурены в пределах кольцевой структуры.

По данным ГИС с учетом зависимостей из подсчета запасов осинский горизонт на всем протяжении обладал низкой проницаемостью около 2 мД. С учетом полученных притоков для лучшего понимания пласта было принято решение построить новую петрофизическую модель с разделением зависимости пористость-проницаемость на несколько литотипов (Рис. 4). В основу был положена методика классификация карбонатных коллекторов Джерри Люсия. Её суть заключается в описании размера кристаллов и их сообщаемости пор по данным шлифов. Использован керн по 8 скважинам, всего около 150 образцов. Выявлено два класса коллектора с размерам кристаллов 100-500 мкм и 20-100 мкм. Третий класс с мелкими порами и кристаллами практически отсутствует. В скважинах без керна классификация произведена по данным ГИС с использованием нейронных сетей.

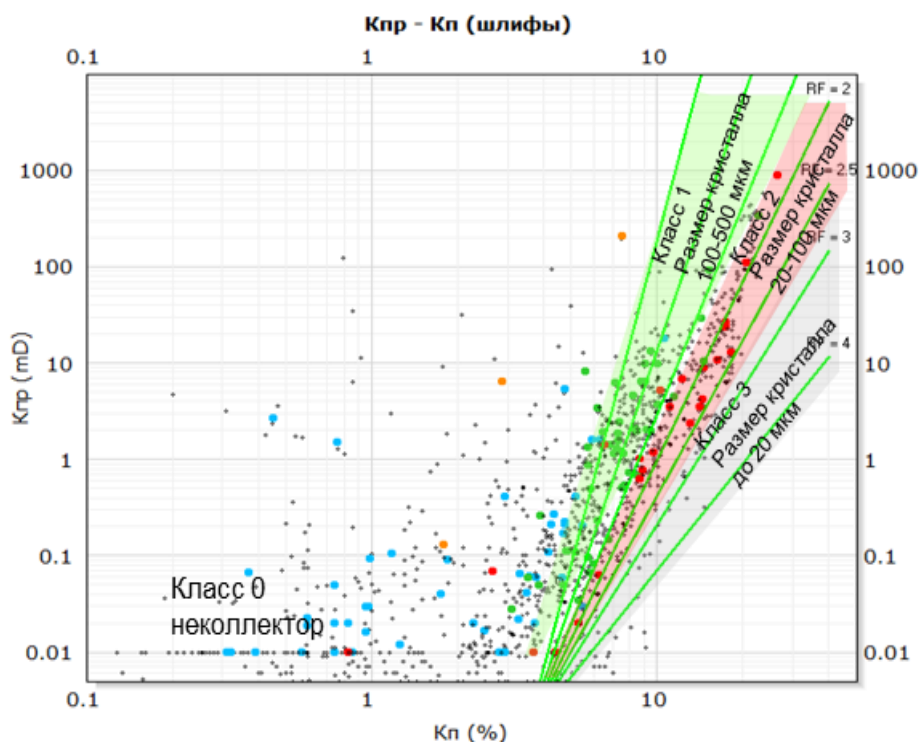


Рис. 4 Распределение образцов керна по классам

В основу петрофизической модели легла система уравнений ELAN, в которой для расчёта пористости карбонатах пород были использованы следующие методы: нейтронный, акустический, плотностной и гамма каротажи. Проницаемость рассчитывалась по двум уравнениям каждое для своего класса коллектора. Средняя проницаемость выросла 2,5 раза. На гистограмме видна область значений более 10 мД, которая относится к первому классу коллектора по классификации Джерри Люсия. Именно за счёт применения такой петрофизической модели нам удалось выделить лучшие районы на месторождении.

Дальнейший этап подразумевал бурение горизонтальных скважин. В 2019 г. пробурена ГС № \*\*\*5 с СКО впервые на осинском горизонте был получен фонтанный приток нефти дебитом 138 т/сут. Расположение скважины приходится на ядро и склон рифа – зона с улучшенными ФЕС. В 2020 г. пробурена ГС № \*\*\*6 в пределах кольцевой структуры, дебит нефти составил 57 т/сут. Технология бурения горизонтальных скважин была признана успешной.

Оценка эффективности продуктивности скважин показала, что продуктивность горизонтальных скважин на порядок выше продуктивности наклонно-направленных. (Рис. 5). Появились предпосылки для ускорения ввода объекта в разработку.

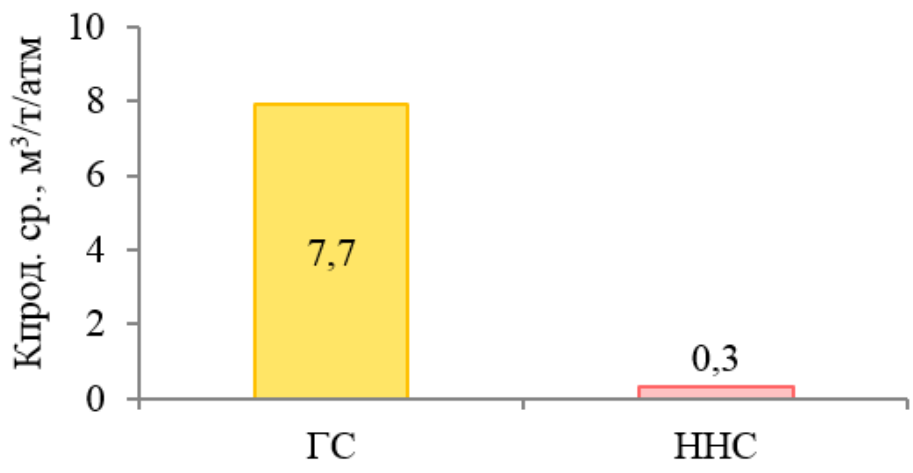


Рис. 5 Сопоставление продуктивности горизонтальных с наклонно-направленными скважинами (ГС – горизонтальные скважины, ННС – наклонно-направленные скважины)

Дальнейшие перспективы развития объекта связаны с тиражированием бурения горизонтальных скважин в зонах с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (краевая зона рифа, зона зернистого шлейфа) доизучением осинского горизонта геофизическими исследованиями и кернавым материалом (Рис. 6).

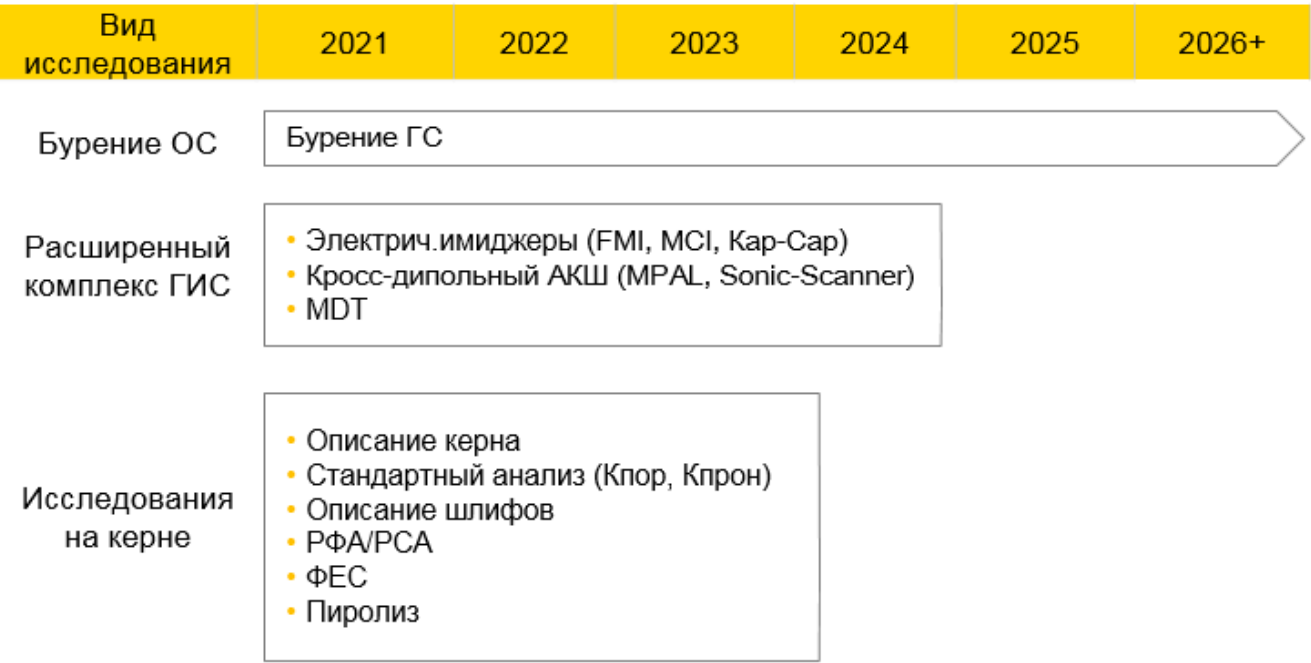


Рис. 6 Дорожная карта работ на дальнейшее развитие объекта осинского горизонта



## **Выводы**

В рамках опытно-промышленной эксплуатации выполнен ГРП в 4-х скважинах, в результате впервые на месторождении из объекта получены промышленно значимые притоки нефти дебитом 4-22 т/сут.

В результате проведения сейсморазведки 3D и последующей опытно-промышленной эксплуатации впервые обосновано, что рентабельные запасы нефти осинского горизонта связаны с локальными органогенными постройками, проявляющимися в волновом поле в виде кольцевых аномалий:

- В горизонтальной скважине № \*\*\*5, пробуренной в пределах кольцевой структуры, впервые на месторождении получен фонтанный приток нефти дебитом 138 т/сут;
- В горизонтальной скважине № \*\*\*6, также пробуренной в пределах кольцевой структуры, дебит нефти составил 57 т/сут.

В результате картирования органогенных построек по комплексу сейсмических и скважинных данных предложено 28 % запасов нефти осинского горизонта перевести из нерентабельных в рентабельные.

Результаты исследований положены в основу стратегии разработки осинского горизонта.

## **Список литературы**

1. В.Г. Кузнецов. Геология рифов и их нефтегазоносность. М., «Недра», 1978. 304 с. С ил.

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГЕТТАНГ-ААЛЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии  
и геофизики им. А.А.Трофимука

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет

Нефтегазовая отрасль Томской области развивается на протяжении многих десятилетий, в настоящий момент необходимым является сохранение объемов добычи нефти и увеличение ресурсной базы региона. Для решения этой задачи важное значение может иметь поиск месторождений в пределах крупных депрессий, одной из таких погруженных областей является Усть-Тымская мегавпадина – отрицательная структура I порядка, в пределах которой открыто 10 месторождений углеводородов (УВ) в верхнеюрских и нижнемеловых отложениях. Результаты геологоразведочных работ и многочисленные исследования геологов-нефтяников показали, что высокая степень изученности традиционных для западных и центральных районов Томской области верхнеюрских отложений (горизонт Ю<sub>1</sub>) не позволяет ожидать открытие новых крупных и средних залежей УВ в этом комплексе пород. Глубокозалегающие геттанг-ааленские отложения являются менее изученными, в настоящее время в них нет открытых месторождений нефти и газа, однако наличие залежей УВ в рассматриваемых отложениях на территории Нюрольской мегавпадины, дает основания для их доизучения.

Территория исследования расположена на севере Томской области, охватывает Усть-Тымскую мегавпадину и граничащие с ней положительные структуры I порядка: Александровский свод, Средневасюганский, Парабельский, Пыль-Караминский мегавал и Парабельский наклонный мегавал (Рисунок 1).

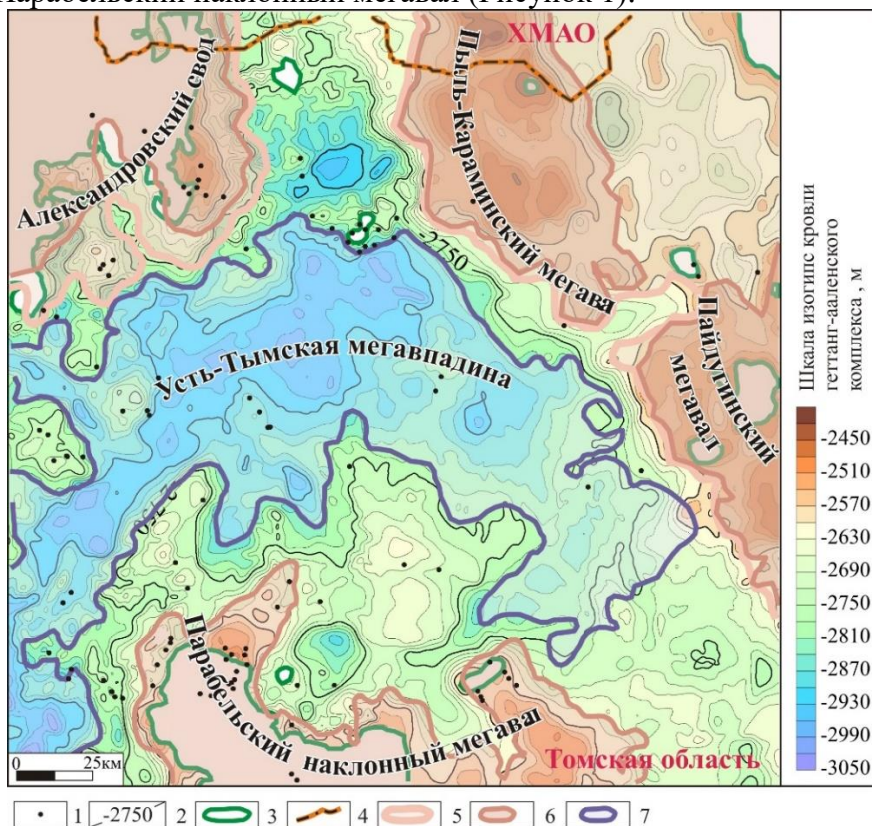


Рисунок 1 – Структурная карта кровли геттанг-ааленского комплекса и фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса [Конторович В.А., 2002].

**Условные обозначения:** 1 – скважины; 2 - изогипсы; 3 – область распространения геттанг-ааленских отложений; 4 - административные границы; 5 - положительные структуры 0 порядка (I – Обь-Васюганская гряда, II – Куржинская гряда), 6 - положительные структуры I порядка, 7 - отрицательная структура I порядка.

Район характеризуется невысокой и неравномерной степенью геолого-геофизической изученности, так средняя плотность сети профилей МОГТ составляет от 0,5 до 1 км/км<sup>2</sup>, пробурено 103 скважины, из которых только 35 вскрывают ниже-среднеюрские отложения. В плане нефтегазогеологического районирования район исследования включает Усть-Тымский, Пыль-Караминский и Парабельский нефтегазоносные районы (НГР) Пайдугинской нефтегазоносной области (НГО) и сопредельные районы Александровского и Средневасюганского НГР Васюганской НГО.

Целью исследования является восстановление истории тектонического развития Усть-Тымской меговпадины, уточнение геологического строения и установление времени формирования замкнутых положительных структур, потенциальных ловушек УВ, геттанг-ааленского нефтегазоносного комплекса.

Для детализации геологического строения применялся комплексный подход с использованием всех геолого-геофизических материалов на современном уровне, значительная роль при этом принадлежит геофизическим исследованиям или каротажу [Дахнов, 1985]. Проводилась комплексная интерпретация различных методов каротажа (КС, ПС, ИК, ГК, НГК и АК), представляющих взаимодополняющие друг друга материалы.

Структурно-тектонические построения выполнялись по сейсморазведочным данным и материалам глубокого бурения, и базировались на основных принципах сейсмостратиграфии, включающие структурно-тектонический и палеоструктурный анализы [Пейнтон, 1982; Боганик, Гурвич, 2006]. Реконструкция истории тектонического развития территории исследования осуществлялась с использованием «метода мощностей», который позволяет восстанавливать происходившие на разных этапах развития тектонические процессы [Машкович, 1976; Мухин, Колотухин, 2001].

Выделение и трассирование разломов, определение времени их формирования и глубины проникновения осуществлялась на основании анализа сейсмических разрезов, структурных карт, карт изопахит и карт градиентов и уступов [Лапковский, 2018].

В ниже-среднеюрское время происходило заполнение осадками депрессионных зон фундамента. Отложения комплекса распространены практически на всей исследуемой территории, за исключением возвышенных участков, представленных выходами доюрского основания, мощность достигает 440 м (Рисунок 2).

За верхнюю границу геттанг-ааленского осадочного комплекса принимается угольный пласт У<sub>10</sub> (залегающий в кровле нижней подсвиты тюменской свиты), нижней границей является подошва урманской свиты, глубина залегания кровли комплекса изменяется от 3050 до 2400 м.

Полный разрез геттанг-ааленских отложений на территории исследования представлен урманской, тогурской, салатской (изохронный аналог – пешковская) свитами и нижней подсвитой тюменской свиты.

Урманская свита делится на три подсвиты: нижнюю, представленную песчаниками, гравелитами и алевролитами (содержит песчаный пласт Ю<sub>17</sub>), среднюю, преимущественно глинистую, и верхнюю, сложенную песчаниками, с прослоями аргиллитов и алевролитов (песчаный пласт Ю<sub>16</sub>) [Решение..., 2004]. Распространена только в самых глубокопогруженных участках Усть-Тымской мегавпадины.

Тогурская свита представлена черными тонкослоистыми аргиллитами, обогащенными органическим веществом, с редкими прослоями алевролитов и мелких песчаников [Ян и др., 2006]. С тогурской свитой связан отчетливо идентифицируемый сейсмогоризонт I<sup>г</sup>. Формирование тогурских аргиллитов происходило в крупных озерах, временами соединявшихся с морем [Конторович и др., 2013]. На территории исследования имеет фрагментарное распространение и приурочена к депрессионным областям. Тогурская свита является основной нефтематеринской толщей для ниже-среднеюрских отложений [Конторович и др., 1964]. Уровень зрелости органического вещества тогурской свиты от начала градации МК<sub>1</sub><sup>2</sup> до МК<sup>2</sup> [Конторович А.Э. и др., 2009]. Генерация жидких УВ началась

в позднемеловое время, наиболее активно эти процессы происходили в кайнозой и до сих пор не вышли на максимальный уровень [Локтионова и др., 2019].

Салатская свита делится на две подсвиты: нижнюю (Ю<sub>15</sub> по томской классификации) и верхнюю (радомская пачка) [Решение..., 2004]. Свита сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Пешковская свита представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями глин и угольным пластом У<sub>14</sub> в кровле, ниже верхней глинистой части пешковской свиты залегает песчано-алевритовая толща, которая соответствует песчаному горизонту Ю<sub>15</sub>. Салатская и пешковская свиты в работе рассматриваются совместно, они получили более широкое распространение.

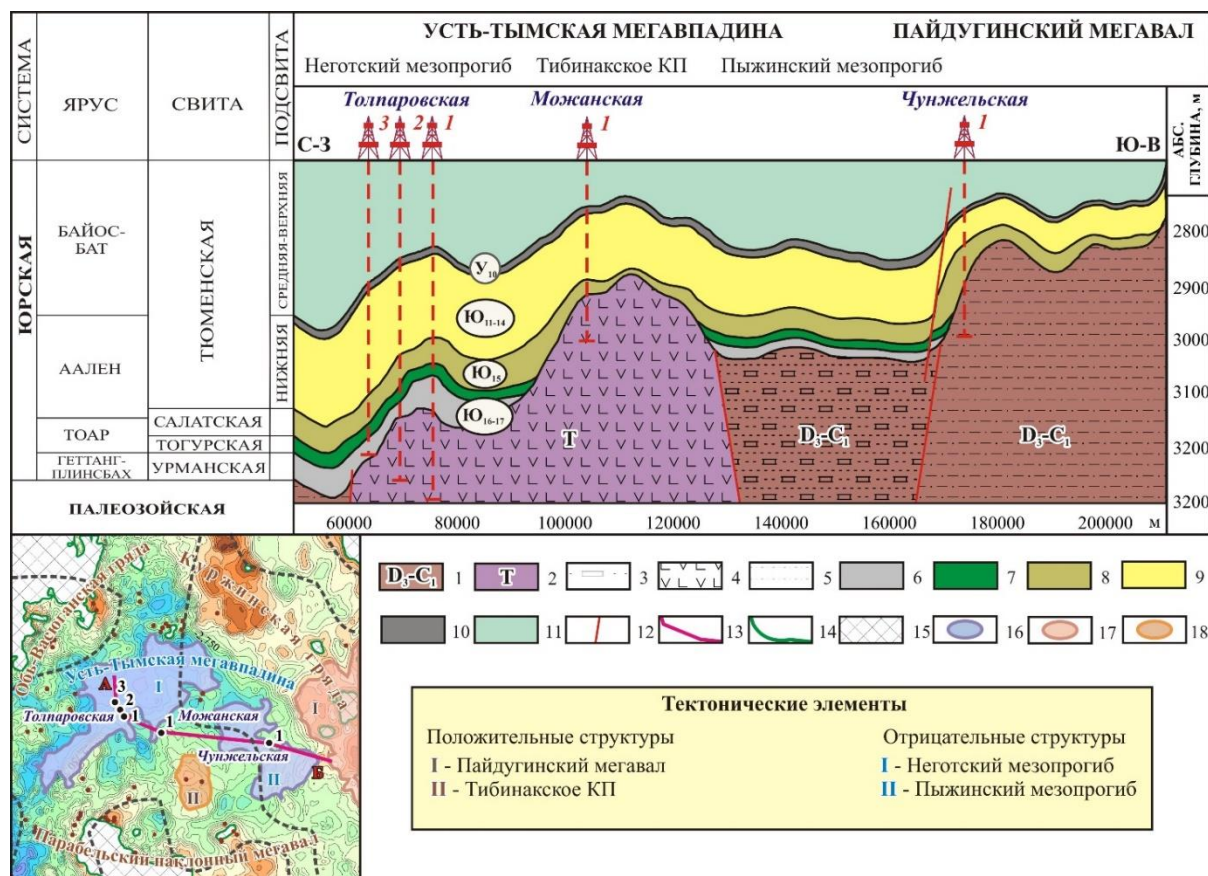


Рисунок 2 – Геологический разрез геттанг-ааленских отложений по линии разреза А-Б.

Условные обозначения: 1 - девонская система (верхний отдел) – каменноугольная система (нижний отдел); 2 - триасовая система; 3-глинистые сланцы с известняками; 4-андезиты, андезито-базальты и их туфы, эффузивы основного состава; 5 - переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 6 – урманская свита; 7 – тогурская свита; 8 – салатская свита; 9 – нижняя подсвита тюменской свиты; 10 – угольный пласт У<sub>10</sub>; 11 – средняя и верхняя подсвиты тюменской свиты; 12 – разрывные нарушения; 13 – линия геологического разреза; 14 – область распространения геттанг-ааленских отложений; 15 – выступы доюрского фундамента; 16 – отрицательные структуры II порядка; 17 – положительные структуры I порядка; 18 - положительные структуры III порядка.

Нижнетюменская подсвита расчленяется на серию песчаных коллекторов (горизонты Ю<sub>11</sub> - Ю<sub>14</sub>), разделенных глинисто-углистыми пачками У<sub>10-13</sub>. Подсвита представлена переслаиванием алевролитов, песчаников, аргиллитов, с угольными пластами. В верхней части подсвиты залегает угольный пласт У<sub>10</sub>, который является одним из реперов при корреляции отложений, к нему приурочен отражающий сейсмический горизонт I<sup>a</sup> [Шурыгин и др., 1995; Решение..., 2004; Геологическое строение..., 2005]. Подсвита распространена



почти повсеместно, за исключением наиболее возвышенных участков, представленных выступами доюрского фундамента.

Результаты, полученные при работе с данными глубокого бурения и ГИС, позволили выделить в разрезе три нефтегазоносных осадочных подкомплекса: геттанг–нижнетоарский, тоар-нижнеааленский и верхнеааленский.

В осадочном чехле территории исследования на временных разрезах выделяются характерные для юго-востока Западной Сибири основные отражающие сейсмические горизонты:  $\Phi_2$  (кровля доюрского основания),  $\Pi^a$  (подошва баженовской свиты),  $\Pi$  (кошайская пачка алымской свиты) и  $IV$  (кузнецовская свита), которые ограничивают нефтегазоносные осадочные комплексы и мегакомплексы: юрский, берриас-нижнеаптский, апт-нижнетуронский и коньяк-кайнозойский.

Геттанг-ааленский сейсмогеологический комплекс входит в состав юрского мегакомплекса, в подошве ограничен отражающим горизонтом  $\Phi_2$ , в кровле - отражающим горизонтом  $I^a$ , внутри его выделяется отражающий горизонт  $I^{tg}$ , который разделяет комплекс на два подкомплекса: геттанг-нижнетоарский и тоар-ааленский.

Для установления структурных особенностей района исследования были построены структурные карты по отражающим горизонтам  $\Phi_2$ ,  $I^{tg}$ ,  $I^a$ ,  $\Pi^a$ ,  $\Pi$  и  $IV$ . В центральной части на территории исследования расположена структура с самым низким гипсометрическим уровнем и положительные структуры в обрамлении, которые являются потенциальными ловушками УВ, по всем отражающим горизонтам имеют сходные черты. Центральную часть территории занимает депрессия, на северо-западе, северо-востоке и юге с ней граничат крупные положительные структуры.

Осадочный чехол территории исследования нарушен серией разломов ниже-, верхнеюрского и кайнозойского возраста. Как показал анализ карт уступов по кровлям сейсмогеологических комплексов и подкомплексов, на территории исследования характерны разрывные нарушения преимущественно северо-западного и северо-восточного простирания, длиной от нескольких до десятков километров.

Мезозойско-кайнозойские тектонические процессы повлияли на современное тектоническое строение исследуемой территории. Восстановление этих процессов позволяет устанавливать время формирования положительных структур, как потенциальных ловушек углеводородов.

В доюрское время формированию осадочного чехла предшествовал раннетриасовый рифтогенез, в результате которого была сформирована Усть-Тымская впадина [Сурков, Жеро, 1981]. Основные положительные структуры были сформированы над эрозионно – тектоническими палеовыступами фундамента, которые сформировались на завершающем этапе киммерийской складчатости, датируемом поздним триасом - ранней юрой [Конторович В.А. 2002; Геологическое строение..., 2005].

Для анализа истории тектонического развития территории были построены карты изопакит и скоростей осадконакопления сейсмогеологических комплексов и мегакомплексов, а также палеоразрезы на время формирования выдержанных глинистых толщ, имеющих региональное распространение.

**В геттанг-ааленское время** формировалась контрастная зона сочленения депрессионных областей и положительных структур. Область относительного прогибания занимала центральную часть территории исследования, наиболее интенсивно эти процессы происходили в районах Толпаровской, Западно-Тымской и Вертолетной площадей. В этот период активно формировались положительные структуры Куржинской гряды и Тибинакское КП. В результате активных вертикальных тектонических движений было сформировано большое количество разрывных нарушений. Скорости осадконакопления составляли от 9 до 24 м/ млн лет, формирование тектонических структур происходило достаточно интенсивно (Рисунок 3 А, В).

Для **байос-волжского времени** было характерно дальнейшее заполнение депрессионных областей осадками, вертикальные тектонические движения, относительно

предыдущего этапа, имели меньшую интенсивность. Область относительного прогибания продолжала располагаться в центральной части территории, эпицентры прогибания сместились на северо-восток от Толпаровской площади и в район Чунжельской площади. В это время формировались преимущественно Александровский свод и Парабельский наклонный мегавал унаследованно от структур доюрского основания. Скорости осадконакопления составляли от 4 до 15 м/ млн лет, формирование тектонических структур происходило равномерно. Разломообразование происходило преимущественно в области Александровского свода и Парабельского наклонного мегавала (Рисунок 3 Б, Г).

**В берриас-раннеаптское время** происходили интенсивные процессы относительного воздымания на севере территории, рост локальных структур на востоке и юге, в центральной части формировалась область относительного прогибания. Значения толщин берриас-нижеаптского комплекса лежат в пределах от 720 до 1140 м, скорости осадконакопления были высокими и составляли от 29 до 45 м/ млн лет.

**В апт-туронское время** тенденцию к росту испытывали структуры Александровского свода, Пыль-Караминского и Пайдугинского мегавалов, область относительного прогибания сместилась на юго-восток. В период формирования апт-туронского комплекса территория имела тенденцию к общему воздыманию. Мощности комплекса изменяются от 700 до 1080 м, скорости осадконакопления составляли от 24 до 36 м/ млн лет.

**В коньяк-кайнозойский** этап развития интенсивный рост испытывали структуры Парабельского наклонного мегавала, изменился характер тектонических движений, широкое

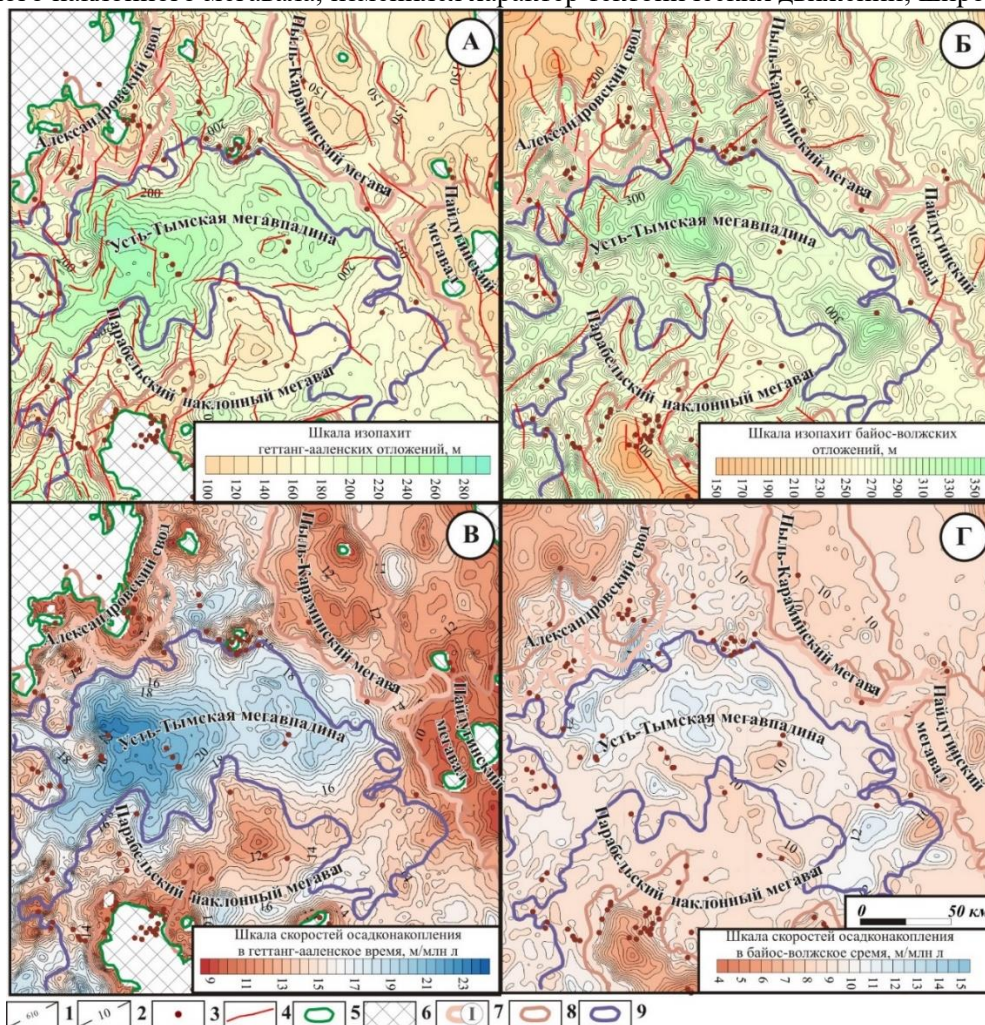


Рисунок 3 – Карты скоростей осадконакопления в геттанг-ааленское (А) и байос-волжское (Б) время и карты толщин сейсмогеологических комплексов: В – геттанг-ааленского, Г – байос-волжского.

Условные обозначения: 1 – изопахиты; 2 – изолинии; 3 – скважины; 4 – разрывные нарушения; 5 – область распространения геттанг-ааленских отложений; 6 – выходы доюрского основания; 7 – 9 – см. рисунок 1.



распространение получила область относительного прогибания, занимающая центральную, северную и западную части территории. Толщина осадочного мегакомплекса составляет от 440 до 960 м, скорости осадконакопления понизились и составляли от 6 до 12 м/ млн лет.

Залежи УВ в среднеюрских отложениях территории исследования приурочены преимущественно к ловушкам антиклинального типа, для нижней юры в основном характерны ловушки структурно-литологические. Важным этапом в установлении перспектив нефтегазоносности территории является выделение замкнутых положительных структур в геттанг-ааленском сейсмогеологическом комплексе и прослеживание истории их формирования.

В палеорельефе кровли тоар-ааленского сейсмогеологического подкомплекса (горизонт Г<sup>а</sup>) в юрское время существовало 42 положительные структуры, уже к раннему апту количество структур сократилось до 36, в раннетуронское время выделялось 38 замкнутых поднятий, в современном рельефе выделяется 34 замкнутые положительные структуры (Рисунок 4).

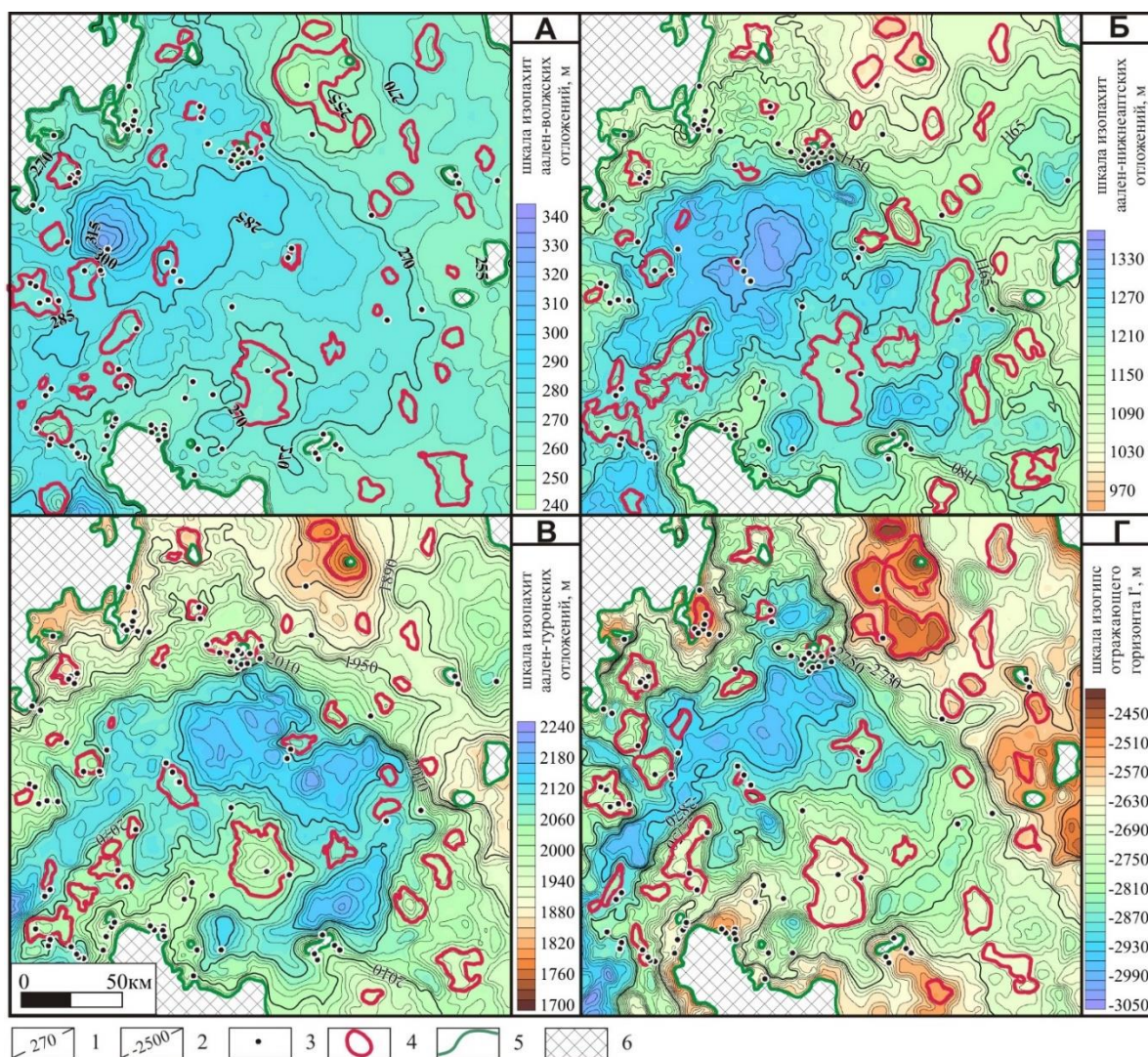


Рисунок 4 - Динамика изменения рельефа кровли геттанг-ааленского комплекса на время формирования баженовской свиты (горизонт II<sup>а</sup>) (волга) (А), кошайской пачки алымской свиты (III) (апт) (Б), кузнецовской свиты (IV) (турон) (В); современный рельеф (Г).

Условные обозначения: 1 – изопакиты; 2 – изогипсы; 3 – скважины, вскрывшие геттанг-ааленские отложения; 4 - замкнутые положительные структуры; 5 - зона распространения геттанг-ааленских отложений; 6 – выступы доюрского фундамента.

Положительные структуры III порядка в юрское время были представлены разобщенной серией поднятий, в мелу произошло частичное объединение локальных поднятий, в раннем туроне они вновь были разобщены, в коньяк-кайнозойское время в результате воздымания северо-восточной и южной части территории исследования отдельные купола объединились в более крупные структуры. Большинство замкнутых положительных структур геттанг-ааленского комплекса приобрело современные очертания в коньяк-кайнозойское время.

Усть-Тымская мегавпадина и положительные структуры в обрамлении по всем отражающим горизонтам имеют сходные черты. Центральную часть территории занимает депрессия, на северо-западе, северо-востоке и юге с ней граничат крупные положительные структуры.

Вверх по разрезу происходит смещение эпицентров прогибания, меняется пространственное положение мегавпадины, изменяются параметры положительных структур в обрамлении, происходит выглаживание рельефа.

В истории тектонического развития территории исследования можно выделить три этапа: юрско-раннемеловой, в который происходило прогибание центральной части территории и воздымание ее северо-западной, северо-восточной и южной областей; апт-туронский – с областью прогибания на юго-востоке и эпицентром воздымания на северо-западе; посттуронский этап, характеризующийся протяженной с севера на юго-запад областью прогибания и эпицентром воздымания на юге. Формирование Усть-Тымской мегавпадины было связано с разнонаправленными тектоническими движениями.

Положительные замкнутые структуры геттанг-ааленского комплекса были сформированы в юрское время над эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания, в позднем мелу преимущественно развивались унаследованно, современный облик приобрели в коньяк-кайнозойское время.

Юрские разломы могут служить тектоническими экранами для залежей УВ. Кайнозойские разрывные нарушения выступали каналами миграции УВ, так как в это время тогурская свита находилась в ГЗН.

Усть-Тымская мегавпадина и сопредельные положительные структуры I порядка наиболее активно формировались в юре, но только в коньяк-кайнозойское время в результате разнонаправленных региональных тектонических движений приобрели современные очертания. В рельефах геттанг-ааленских стратиграфических уровней поднятия III-IV порядков как потенциальные нефтегазоперспективные объекты наиболее интенсивно формировались в юре и раннем мелу.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант №19-45-700009.

### **Список литературы**

1. Боганик, Г.Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов / Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич. - Тверь: Издательство АИС, 2006. - 744 с.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции / под. ред. Суркова В.С. – Новосибирск: Наука, 2005. - 154 с.
3. Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: НЕДРА, 1985. – 312 с.
4. Конторович, А.Э. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова, А.С. Фомичев // Геология нефтегазоносных районов Сибири. – Сборник научных трудов. – Ред. Микуцкий С.П., Острый Г.Б. – Новосибирск, 1964. – Вып. 32. – С. 27-39.
5. Конторович, А.Э. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. - Т. 50, № 11. – С. 1875 - 1887.
6. Конторович, А.Э. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова, Б.Н. Шурыгин,



- Л.Г. Вакуленко, Е.А. Гайдебурова, В.П. Данилова, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, Е.А. Костырева, В.И. Москвин, П.А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. - Т. 54, № 8. - С. 972 - 1012.
7. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. - 253 с.
  8. Лапковский, В.В. Методика построения стратиграфических, сейсмогеологических, структурных и параметрических моделей нефтегазоносных комплексов на основе математических методов оптимизации: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 25.00.12 / Лапковский Владимир Валентинович // - Новосибирск, 2018. – С. 40 с.
  9. Локтионова, О.А. Историко-геологическое моделирование процессов генерации углеводородов в геттанг-ааленских отложениях Усть-Тымской мегавпадины / О.А. Локтионова, Л.М. Бурштейн, Л.М. Калинина, В.А. Конторович, П.И. Сафронов // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 7. – С. 1014 - 1027.
  10. Машкович, К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа / К.А. Машкович. – М.: Недра, 1976. – 2-е изд-е перераб. и доп. - 221 с.
  11. Мухин, В.М. Методика палеотектонического анализа при нефтепоисковых работах / В.М. Мухин, А.Т. Колотухин. – Саратов: Изд-во «Наука», 2001. – 71 с.
  12. Пейнтон, Ч. Сейсмическая стратиграфия / Ч. Пейнтон. – Москва, 1982. - Том 1, 2. – 775 с.
  13. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.) / под. ред. Гулари Ф.Г. –Новосибирск: СНИИГТиМС, 2004. - 114 с.
  14. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В.С. Сурков, О.Г. Жеро. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
  15. Ян, П.А. Строение, состав и условия формирования тогурской свиты по результатам бурения Западно-Тымской скважины № 1 (нижний тоар, Западная Сибирь) / П.А. Ян, Л.Г. Вакуленко, А.А. Горячева, Е.А. Костырева, В.И. Москвин // Палеонтология, биостратиграфия и палеогеография бореального мезозоя: материалы науч. сес., Новосибирск, 26-28 апр., 2006 г. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2006. – С. 213 - 216.

## КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ КАК ОСНОВА ВЫДЕЛЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЗЕРВУАРОВ ГЛУБОКОВОДНЫХ КОНУСОВ ВЫНОСА (НА ПРИМЕРЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

(ООО "Газпромнефть НТЦ")

Проектирование и научное сопровождение разработки нефтяных и газонефтяных месторождений базируется на результатах комплексирования сейсмике, исследований керна, скважин (геофизических, гидродинамических и геохимических), которые в свою очередь носят комплексный характер (РД 153-39.0-109-01). Вышеперечисленные методы изучения геолого-геофизических характеристик пластов предназначены для выделения и прогноза осадочных тел, служащих резервуарами, и их параметров.

Целью данной работы было на примере нижнемеловых отложений глубоководных конусов выноса Западно-Сибирского осадочного бассейна (ачимовская толща) показать возможности и ограничения различных подходов к комплексированию разномасштабной и разнопрофильной геолого-геофизической информации, не углубляясь в схему взаимоотношений существующих методов, этапности их выполнения и увязки результатов и совместной интерпретации данных.

Выбор объекта не случаен - связи с истощением запасов основных нефтегазоносных комплексов на территории Западной Сибири нефтяные компании все чаще рассматривают возможность поиска залежей в отложениях ачимовской толщи (Кузнецов и др., 2018). Опыт изучения многочисленных объектов ачимовской толщи в периметре Компании «Газпром нефть» позволил сформулировать важные на взгляд автора принципы комплексирования данных сейсморазведки 2d/3d, ГИС и анализа керна, которые могут способствовать получению достоверного или, по крайней мере, реалистичного представления о геометрии и внутреннем строении резервуара углеводородов (УВ) приуроченных к относительно глубоководным конусам выноса, усилить прогноз развития резервуаров, позволят повысить достоверность подсчета запасов и оптимизировать схему разработки месторождения. С этапностью выполнения работ и их комплексирования можно ознакомиться в описанной методике создания фациально-ориентированной концептуальной модели на примере ачимовских отложений Салымской группы месторождений (Алехина и др., 2017).

Основные особенности формирования ачимовских отложений приведены в статье (Жуковская, Ольнева, 2018). В данной работе акцент лишь на факторы, важные с точки зрения их влияния на геометрию тел, что поможет в интерпретации сейсмике и комплексировании с другими методами изучения.

Выделение песчаных тел, их морфологии и пространственного расположения, ориентации относительно маркирующих границ (бровка шельфа и др.) основаны на сейсмических данных (карты амплитуд, RGB, акустической жесткости и др.) и имеют свои тонкости (Буторин, 2016). Эта задача весьма нетривиальная и во многом зависит от качества сейсмике и квалификации исследователя. Однако, существует еще и методические различия выделения тел по керну и ГИС и сейсмике (атрибуты, RGB и пр.), описание которых приведены ниже.

Развитие турбидитовых систем подчинено определенным закономерностям, что отражается в строении глубоководных и относительно глубоководных конусов выноса. Обычно выделяют три зоны в конусах выноса: проксимальную (верхнюю), медианную (среднюю) и дистальную (нижнюю), отличающиеся по ассоциации фаций, выделенных при фациальном анализе керна (рис.1). Четких однозначных критериев выделения таких зон нет, и они могут существенно отличаться в конусах выноса разного типа. Для конусов с преобладанием русловых тел (фации каналов) можно выделить три фациальные зоны, различающиеся по количеству и размеру турбидитовых каналов и песчанистости разреза: зона основного питающего турбидитового канала; зона малочисленных разветвляющихся

распределительных каналов с разной степенью извилистости; зона лопастей с многочисленными мелкими распределительными каналами.

Как показал анализ ачимовских пластов трех лицензионных участков на территории ХМАО-Югра представленный в статье (Кузнецов и др., 2019) ресурсный потенциал ачимовской толщи определяется на ряду с другими факторами наличием фаций подводящих каналов и проксимальных частей конусов выноса; площадью проксимальной части конуса выноса и высокими значениями эффективных толщин, поэтому зонирование при изучении турбидитовых комплексов имеет принципиальное значение. Однако, следует учитывать, что выделение перечисленных выше зон конуса выноса по сейсмическим атрибутам не соответствует выделению аналогичных зон по результатам фациального анализа керна и ГИС, поскольку используются разные подходы к выделению. Если основополагающим критерием выделения по керну выступает ассоциация фаций и песчанистость и(или) расчлененность разреза, то при сейсмическом/сейсмофациальном анализе – контрастность выделенных зон, связанная в большей мере с отличием акустических свойств разных литотипов, слагающих осадочные тела. В связи с этим границы, например, медиальной и дистальной частей по скважинным данным и сейсмике будут не совпадать (табл.1). Этот момент нужно иметь ввиду при комплексировании данных.

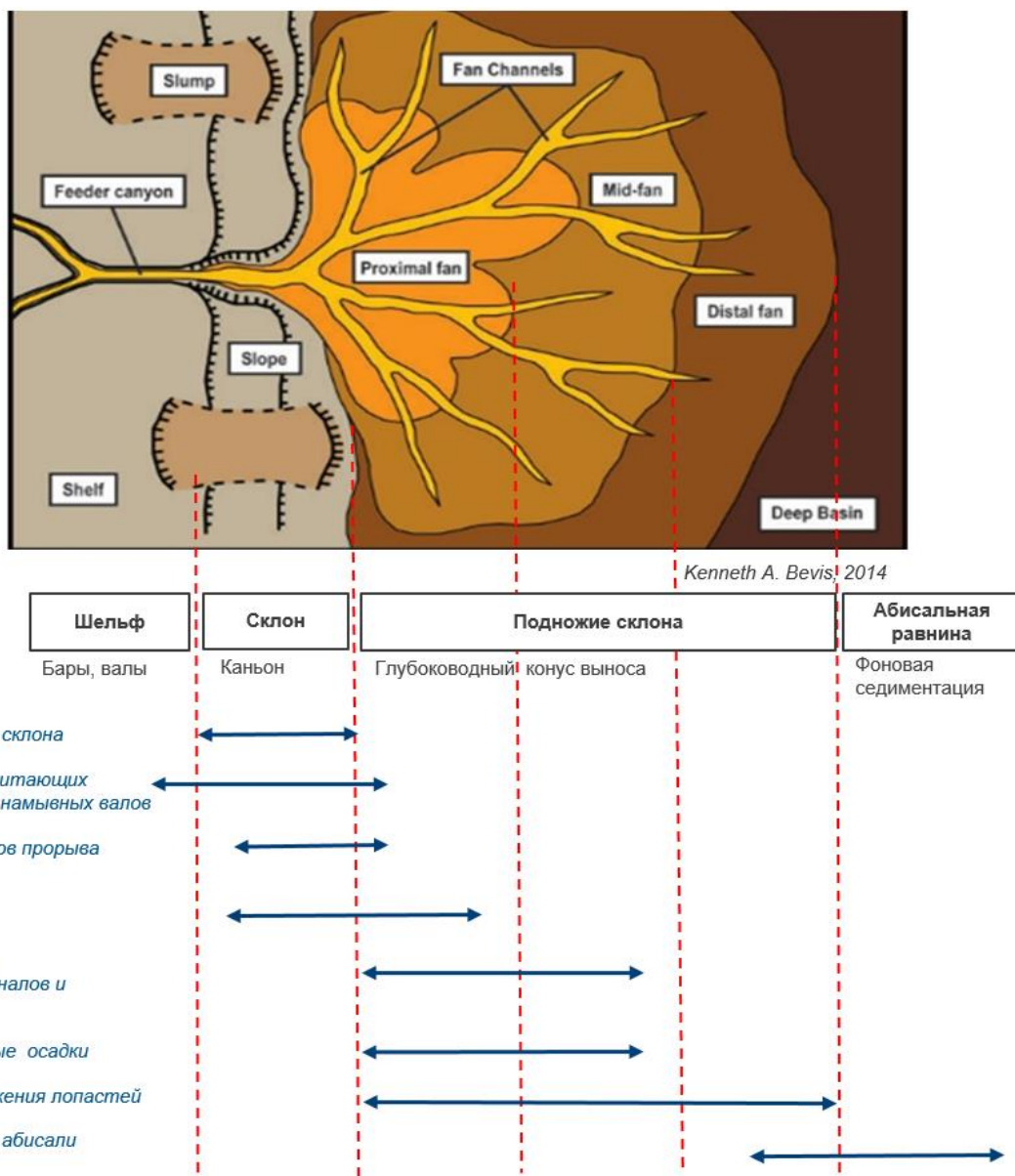


Рис.1. Схема глубоководного конуса выноса и соответствующие зонированию ассоциации фаций для ачимовских отложений

Типизация же самих глубоководных конусов выноса может базироваться на разных классификационных признаках, например, количестве источников сноса, преобладающей зернистости обломочного материала, расположению на батиметрическом профиле, устойчивости бровки шельфа и пр. Использование таких классификаций позволяет типизировать конусы выноса и предопределять закономерности их строения. Так, в работе (Мезенцева и др., 2019) приведены результаты комплексной геолого-геофизической интерпретации геологического строения ачимовского пласта Ач5(2-3) Уренгойского месторождения Самбургского лицензионного участка, которые позволили авторам отнести один конус к песчано-глинистому типу с точечным источником питания (по классификации Г. Рединга и М. Ричардса [Reading, Richards, 1994) и повышенным содержанием песчаного материала в составе осадков, транспортировавшихся турбидитовыми потоками, а другой конус - к глинистому типу с многоточечным источником питания и с повышенным содержанием илистого материала в составе осадков, переносимых турбидитовыми потоками (см. рис. 2). Эти принципиально разные по строению резервуара морфогенетические типы подводного конуса выноса расположены на расстоянии всего 21 км друг от друга.

Таблица 1. Зонирование глубоководных конусов выноса по керну и ГИС и сейсмике

| часть конуса<br>выноса по керну<br>и ГИС | Кпесч, %  | зоны по<br>сейсмике   | Кпесч,%  | мощность<br>элементарного<br>песчаного<br>элемента, м | отношение<br>Н:L                       | скорость<br>осадко-<br>накопления,<br>м/млн. лет |
|------------------------------------------|-----------|-----------------------|----------|-------------------------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------------------|
| проксимальная                            | 75...1000 | проксимальная         | 75...100 | 0,1...1,5                                             | 1:300-500,<br>для каналов<br>1:15...25 | 300...350                                        |
| медиальная                               | 25...75   | медиальная            | 50...75  | 0,1...0,5                                             | 1:1000                                 |                                                  |
|                                          |           | дистальная            | 25...50  | 0,01...0,05                                           |                                        |                                                  |
| дистальная                               | 5...25    | фоновая<br>абисальная | 0..25    | ...0,01                                               |                                        | 5...25                                           |
| фоновая<br>абисальная                    | 0...5     |                       |          |                                                       |                                        | 4...6                                            |

Морфология осадочных тел глубоководных конусов выноса, неограниченных рельефом дна бассейна, зависит преимущественно от состава осадка, что наблюдается и в ачимовских отложениях (Мезенцева и др., 2019, Жуковская и Ольнева, 2018, Жуковская и Полушина. 2018 и др.). У одиночных песчаных и песчано-алевритовых конусов выноса наблюдается изометричная форма, у глинистых - — удлиненная, ориентированная по направлению заглупления бассейна. Многоточечные источники конусов выноса приводят к наложению лопастных тел, слиянию конусов и изменения морфологии в плоть до образования у подножия склона шлейфов, в которых разделение и корреляцию лопастей провести практически невозможно даже при хорошей разбуренности, т.к. при их формировании зачастую происходит эрозия ранее накопленных наносов. Тела таких шлейфов достаточно протяженные относительно одиночных конусов выноса и ориентированы параллельно направлению подножия склона.

Являясь конечной ловушкой для осадков, сносимых с континента, палеорельеф дна бассейна контролировал развитие конусов выноса, определяя их морфологию. Первоочередному заполнению турбидитовыми отложениями подвергаются депрессионные участки дна – впадины. В дальнейшем происходит выравнивание рельефа и формирование аккумулятивных форм с последующим смещением лопастных комплексов. Препятствием свободному формированию конуса выноса, заданному зернистостью обломочного материала, может служить наличие оползневых тел у подножия склона, что достаточно часто



наблюдается и хорошо фиксируется по сейсмике (Ольнева и др., 2015, Буторин, 2016). Такие блоковые /структурные оползни дают на сейсмике своеобразный рисунок сейсмической записи, но крайне сложно их определить по керну, т.к. внутри блоков нет нарушения седиментационных текстур, а плоскости скольжения имеют очень малый угол наклона. В свою очередь в керне уверенно диагностируются пластичные оползни толщиной первые метры (максимально был определен толщиной 17 м), которые не видны по сейсмике и не выделяются как структурные элементы конуса выноса.

Наличие подводных положительных мезоформ палеорельефа – валов, возвышенностей ограничивает развитие лопастей в глубину бассейна (например, ачимовские отложения Южно-Уренгойского участка, Мессояхского месторождения). На существенное влияние морфологии дна бассейна на формирование депрессионных отложений указывают Кучерявенко Д.С. с соавторами (Кучерявенко и др., 2006).

Если на склоне присутствуют ступени или иные локальных депрессионные формы рельефа они также влияют на морфологию глубоководного конуса выноса, которое отражается в изометричной или не типичной форме и его ориентации, отличной от соседних подобных объектов, большей песчанистости разреза; при этом значимые текстурно-структурные отличия между внутрисклоновыми и бассейновыми турбидитами не устанавливаются (Жуковская и Полушина, 2018).

Помимо общей конфигурации конусов выноса по картам атрибутов и RGB можно выделить основные морфологические элементы конусов выноса, включающие в себя питающие каналы, оползневые уступы и блоки, скопления отложений обломочных потоков, лопасти, в зависимости от типа конуса - межрусловые области и области между лопастями. Пример такой детализации конусов выноса пластов А<sub>4-6</sub> Восточно-Уренгойского лицензионного участка можно найти в статье Храмцовой А.В. с соавторами (Храмцова и др., 2020).

При изучении морфологических элементов конусов обращает на себя внимание тот факт, что в зависимости от профиля склона возможно развитие турбидитовых систем одного морфогенетического типа по разному сценарию, что и фиксируется в следующих особенностях:

1. относительно ровный выпукло-вогнутый склон формирует плохо диагностируемый питающий канал;
2. выпуклый склон способствует развитию донной эрозии и хорошо проявленных питающих и подводящих каналов;
3. вогнутый склон при отсутствии донной эрозии формирует маломощные аккумулятивные практически не диагностируемые тела;
4. локально (ступенчато) вогнутый склон благоприятствует накоплению небольших внутрисклоновых (прудовых) конусов выноса (Жуковская и Полушина, 2019).

Следует учитывать, что условия и процессы формирования турбидитовых комплексов изменяются во времени. Это связано с влиянием локальных и региональных контролирующих факторов и может привести к смещению/наложению разных морфогенетических типов конусов выноса относительно глубоководных систем.

По результатам фациального анализа керна достаточно однозначно можно определить типичные для глубоководных конусов выноса фации (рис.1). К сожалению, в названии фаций нет терминологического единообразия, это вносит сложности в комплексирование результатов исследований разных исполнителей. Основные отличия фаций глубоководных кроются в текстурах пород и вертикальной смене их по разрезу, что невозможно определить по данным каротажа. В то же время вещественно-структурные характеристики песчаников различных фаций одного клиноформного комплекса близко расположенных не имеют существенных отличий. Это обусловлено слабой дифференциацией обломочного материала при одномоментном его перераспределении во время одиночного турбидитового события.

Песчаные породы-коллекторы ачимовских отложений имеют преимущественно мелко- и тонкопсаммитовую структуру, по составу обломочной части - полимиктовые от граувакков до аркозов (содержание кварца редко превышает 45 %), состав существенно варьирует в

зависимости от региональной и стратиграфической принадлежности. Также наблюдаются различия в цементе. Преобладание хлоритового или каолинового цемента по-разному отражается на каротажных кривых и петрофизических зависимостях. Возможно выделение литологических типов пород по данным ГИС с учетом исследований керна. Попытки выполнения электрофациального анализа по традиционному алгоритму не приносят положительных результатов. При сопоставлении формы кривых ГК (ДГК) с седиментологическими исследованиями можно отследить тренды осадконакопления – проградацию, агградацию и регградацию, подтвердить сиквенс-стратиграфическую модель, но не установить конкретные фации. ГИС рекомендуется использовать для типизации разреза в пределах корреляционных границ пласта или конуса выноса.

В работе (Кучерявенко и др., 2006) приводится пример выделения 5-ти типов разреза для ачимовских пластов на территории сочленения трех структур первого порядка – Сургутского свода, Северо-Вартовской террасы и Пякупуровского мегапрогиба. Выделенные по ГИС типы соотносятся авторами с различными конусами выноса или их частями (рис.2). Такой подход наиболее часто используется при изучении ачимовской толщи.

Следует отметить, что классификация ачимовских отложений только по условиям образования не всегда позволяет выделить все литолого-петрофизические типы пород в разрезе, пояснить петрофизические зависимости и работу скважин. Так, отмечаемое в сводовых частях структур ухудшение коллекторских свойств связано с дифференцированным уплотнением при вертикальных тектонических подвижках, а наличие водонасыщенных интервалов выше по структуре нефтенасыщенных обусловлено сдвиговыми деформациями и разделением лопастей конуса выноса на отдельные изолированные зоны. Требуется изучение всех факторов формирования коллектора и залежей УВ.

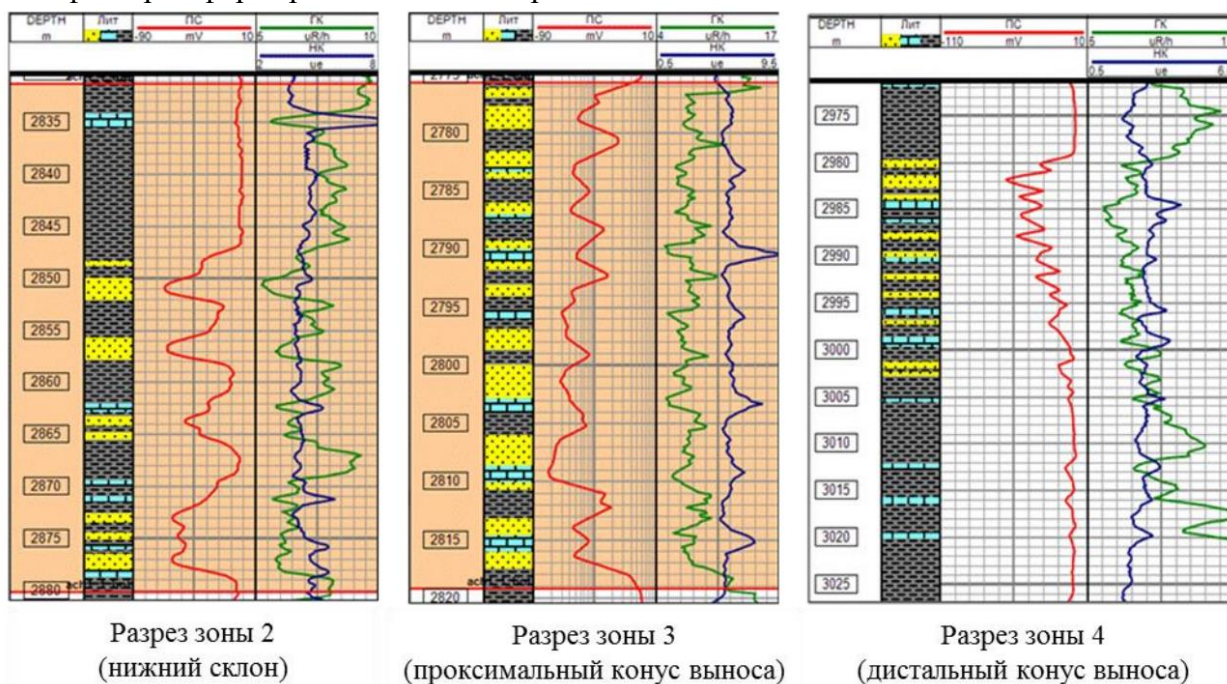


Рисунок 2. Геофизическая характеристика разрезов скважин зоны 2 (нижний склон), 3 (проксимальный конус выноса) и 4 (дистальный конус выноса) по (Синякина и др., 2016)\

Следует отметить, что классификация ачимовских отложений только по условиям образования не всегда позволяет выделить все литолого-петрофизические типы пород в разрезе, пояснить петрофизические зависимости и работу скважин. Так, отмечаемое в сводовых частях структур ухудшение коллекторских свойств связано с дифференцированным уплотнением при вертикальных тектонических подвижках, а наличие водонасыщенных интервалов выше по структуре нефтенасыщенных обусловлено сдвиговыми деформациями и разделением лопастей конуса выноса на отдельные изолированные зоны. Требуется изучение всех факторов формирования коллектора и залежей УВ.

В заключении хочется упомянуть вопросы ремасштабирования данных (табл.2), с которыми непременно сталкиваются исследователи при комплексировании результатов разных методов. Детальность изучения определяется задачами и возможностями интеграции полученных данных в конечный продукт – геолого-гидродинамическую модель и т.д. Зачастую полученные по керну данные приходится укрупнять до масштабов ГИС и сейсмики, но выводы, полученные при детальном изучении керна, позволяют корректно выделять зоны, оконтуривать осадочные тела и залежи и существенно влияют на точность и достоверность всех построений и моделей.

Таблица 2. Основные характеристики методов комплексирования геолого-геофизической информации.

| показатель    | сейсмика                    | ГИС                                   | керна                                                             |
|---------------|-----------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| тип данных    | 2D, 3D                      | 1D                                    | 1D                                                                |
|               | объемные                    | профильные                            | дискретные                                                        |
| объекты       | карты, профили<br>(разрезы) | каротаж,<br>кластеризация<br>разрезов | колонки литологические,<br>таблицы фации,<br>аналитические данные |
| разрешение, м | 10...15                     | 0,2...0,3                             | 0,000001...n10                                                    |

Не претендуя на исчерпывающий анализ и полноту рассмотрения всех аспектов комплексирования геолого-геофизических данных при изучении конкретных отложений – ачимовской толщи Западно-Сибирской плиты, в настоящей статье предпринята попытка показать принципиальные особенности как самих отложений, так и методов их изучения и комплексирования результатов.

Основные моменты, на которые следует обратить внимание:

- сложность зонирования конусов выноса по сейсмическим данным в силу отсутствия граничных значений;
- неоднозначность выделения морфологических (структурных) элементов конусов выноса по сейсмике и ГИС;
- невозможность надежной диагностики фаций по ГИС (электрофациальный анализ) даже с привлечением керна;
- близость литологических и коллекторских свойств пород разных фаций одного конуса выноса;
- необходимость рассмотрения осложняющих постседиментационных факторов (литогенез, тектоника и др.).

Не смотря на ряд ограничений *комплексирование геолого-геофизических исследований имеет* основное преимущество, которое заключается в возможности прогнозировать развитие резервуара/коллектора в интервалах, не охарактеризованных керном, повысить достоверность подсчета запасов и оптимизировать схему разработки месторождения.

## Литература

1. Алехина М.С, Черкас Е.О., Жуковская Е.А., Буторина М.А., Лютков А.В., Седнев А.А. Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели ачимовских отложений Салымской группы месторождений // Труды III всероссийского научно-практического седиментологического совещания. Томск, Изд-во ЦППС НД, 2017. С.215-222.
2. Буторин А.В. Изучение геологических объектов ачимовской свиты при помощи спектральной декомпозиции волнового поля // Геофизика. 2016. №2. С.10-18.
3. Жуковская Е.А., Ольнева Т.В. Особенности формирования нижнемеловых турбидитов Западной Сибири // Материалы IX Всероссийского совещания «Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии». НИУ «БелГУ». г. Белгород. 2018. С.133-137.
4. Жуковская Е.А., Полушина Е.В. Морфогенез и особенности формирования нижнемеловых относительно глубоководных конусов выноса // Сборник научных

- материалов. Экзолит-2019. Фациальный анализ: теория и практика. М.: МАКСПРСС. 2019. С. 53-54.
5. Кузнецов М.А., Игитов С.М., Котунов Д.А., Асмандияров Р.Н., Курманов О.Е., Мирошкин В.Г., Шпиндлер А.А., Штырляева А.А. Анализ внутреннего строения и нефтеносности пласта БВ9 ачимовской толщи на территории деятельности ОАО «Славнефть-мегионнефтегаз» // ПроНефть. 2018. №3. DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-36-40
  6. Кучерявенко Д.С., Сапрыкина А.Ю., Гаврилов С.С., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Влияние палеорельефа и эвстатических колебаний моря на формирование коллекторов ачимовской толщи и возникновения аномальных разрезов баженовской свиты (на примере западного обрамления Повховского месторождения) // Геология нефти и газа. 2006. №4 с.22-30.
  7. Мезенцева А.В., Байков Р.П., Зверев К.В., Соловьев В.В., Буткеев А.С., Улыбина И.В. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т.14. №3. [http://www.ngtp.ru/rub/2019/34\\_2019.html](http://www.ngtp.ru/rub/2019/34_2019.html)
  8. Ольнева Т.В, Овечкина В.Ю., Каранов В.В. Сейсмовидение геологических процессов и явлений: конусы выноса // Геофизика. – 2015. - №6. – С.8-13.
  9. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений
  10. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф., Малышева Е.О. Моделирование упругих свойств на примере терригенных отложений неокомского клиноформенного комплекса одного из месторождений Западной Сибири // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. №4.
  11. Храмцова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашникова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А.Д., Семенова Н.Г. Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки // Георесурсы. 2020. № Т. 22. № 3. С. 55–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ  
ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО ОБРАМЛЕНИЯ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПО ГЕОЛОГО-  
ГЕОФИЗИЧЕСКИМ И ГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Северное обрамление Сибирской платформы включает мезозойский Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП), Анабаро-Хатангскую седловину, отделяющие Сибирскую платформу от Таймырской складчатой системы [1,7]. Открытые залежи региона связаны преимущественно с юрско-меловым комплексом, однако горизонты палеозоя и триаса представляют несомненный интерес. Нефтегазоносность пермских отложений доказана в пределах Анабаро-Хатангского седловины в пластах верхнекожевниковской и нижнекожевниковской свит на Нордвикском, Кожевниковском, Южно-Тигянском, Ильинском, Центральном-Ольгинском месторождениях. В пределах Анабарской антеклизы известны битумопроявления в пермских отложениях Оленекского месторождения. На Западном Таймыре в пределах Сырадасайской антиклинали в колонковых скважинах отмечались нефтепроявления в триасовых базальтах и пермских терригенных отложениях [2]. По аналогии с продуктивными пермскими терригенными коллекторами соседних территорий в ЕХРП под юрско-меловым чехлом эти горизонты могут рассматриваться как перспективные, однако вследствие недостаточной изученности риски обнаружения залежей остаются высокими.



Рис 1 Обзорная схема района с линией разреза I-I

Пермские терригенные породы в восточной части ЕХРП вскрыты глубокими скважинами на Балахнинском валу. В обнажениях Таймырской складчатой области, и колонковых скважинах северной части Анабаро-Хатангской седловины пермские толщи смяты в складки и насыщены пластовыми интрузиями (рис. 2).

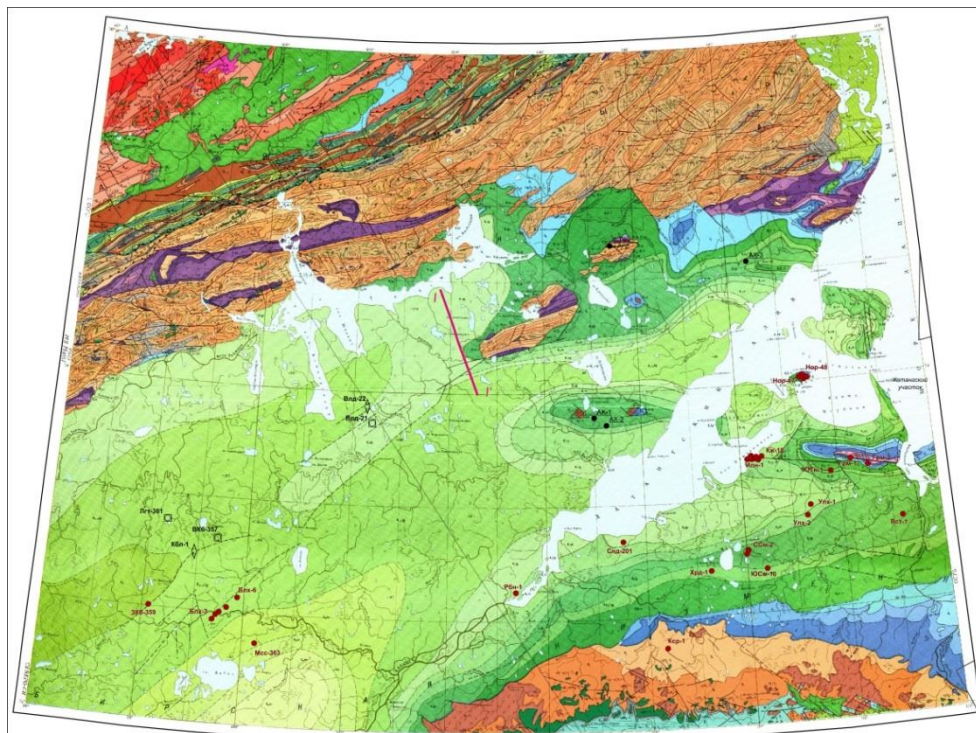


Рис. 2. Фрагмент геологической карты на территорию восточной части ЕХРП и АХС с линией разреза.

Анализ геолого-геофизических материалов и геохимических данных показывает, что в центральной части ЕХРП пермские породы залегают на глубинах более 6 км, на севере ближе к Таймырской складчатой системе они интродуцированы и метаморфизованы, и лишь юго-восточном склоне Балахнинского мегавала по данным геохимических исследований не подвергались воздействию интрузий, и здесь могли сохраниться коллектора.

На рис. 3 представлен временной разрез через западное погружение Кирыка-Тасского выступа. В пределах выступа и севернее к Таймырской складчатой области отмечается потеря отражений ниже подошвы юры, обусловленная крутым наклоном крыльев складок, разломами. В южной части профиля отмечается погружение в сторону Дудыптинско-Жданихинского мегавала и отчетливое строение пермского и юрско-мелового разреза. Здесь мы наблюдаем, вероятно, переходную зону от Таймырской складчатой области к платформенной части Сибирской платформы, где продуктивны пермские пласты на Оленекском меторождении битумов и Нордвикском, Центральном-Ольгинском и др. месторождениях Анабаро-Хатангской седловины. На погружении в Дудыптинско-Жданихинский мегапрогиб отмечается существенно менее нарушенный разрез мезозойских и верхнепалеозойских отложений. Вместе с тем, яркие отражения в этой части разреза перми могут свидетельствовать о пластовых интрузиях долеритов, широко развитых на Кирыка-Тасском выступе и существенно ухудшающих коллекторские свойства вмещающих пород.

Предполагаем, что в области Кирыка-Тасского выступа насыщенность интрузиями наибольшая по отношению к остальной территории восточной части ЕХРП. В частности, по данным И.Д. Поляковой [9] ОВ пермских отложений в пределах этой же зоны поднятий в скв. Балахнинской 3 на глубине 4488-4451 м преобразовано до стадии  $МК_2$  (Ж). В южной части Кунгасалахского участка пермские отложения прогнозируются по данным СРР на глубине около 3150 м, где преобразованность пород предполагается на уровне  $МК_1^1(Д) - МК_2^1(Г)$  стадии, и коллекторские свойства могут быть неплохие. В пределах восточной части ЕХРП тектонические блоки, затронутые интрузиями и динамокатагенезом, могут присутствовать фрагментарно [8]; в пермских отложениях возможны зоны, где сохранились удовлетворительные коллекторские свойства песчаников и ОВ нефтематеринских толщ не преобразовано до высоких стадий катагенеза и, следовательно, есть условия для сохранности



залежей УВ. Выявление неинтродуцированных блоков – это специальная задача, решение которой потребует дополнительных геофизических исследований.

Таким образом, мы можем прогнозировать зоны пермских пород с хорошими и удовлетворительными коллекторскими свойствами, где проявился только региональный катагенез; однако требуется высокая плотность сейсмических данных и специальные методы обработки для доюрского комплекса.

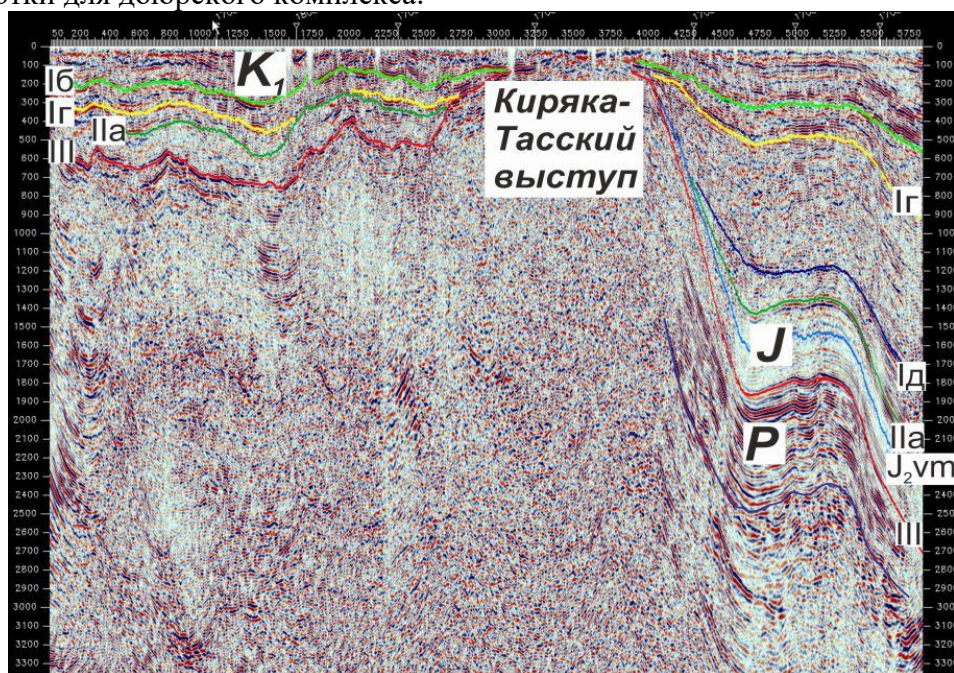


Рис 2. Временной разрез по профилю через Киряка-Тасский выступ (линия разреза показана на рис. 1)

В разрезах скважин и обнажениях региона по литолого-геохимическим данным выделен ряд обогащенных органическим веществом (ОВ) глинистых, кремнисто-глинистых, карбонатно-глинистых нефтегазоматеринских толщ, изучение которых имеет важное значение при бассейновом моделировании, оценке рисков заполнения ловушек и сохранности залежей углеводородов. В частности, геохимические данные [1-7, 9-11] свидетельствуют о том, что пермские горизонты на севере Сибирской платформы, наряду с наличием коллекторов, могли быть также и источниками углеводородов. В ЕХРП (Волочанская площадь) и Анабаро-Хатангской седловине пермские отложения представлены нижнекожевниковской ( $P_{1pk}$ ), верхнекожевниковской ( $P_{2vk}$ ) и мисайлапской ( $P_{3ms}$ ) свитами и их аналогами. Эти толщи сложены темно-серыми слюдястыми крепкими аргиллитами, алевролитами с прослоями светло-серых мелкозернистых песчаников с горизонтальной и косой слоистостью. Содержания органического углерода ( $C_{org}$ ) в глинистых алевролитах и аргиллитах пермских отложений на Волочанской, Южно-Суолемской и Улаханской площадях варьируют от 0,93 до 4,1 %. Степень катагенеза ОВ пермских отложений в пределах Волочанской площади достигает коксовой стадии ( $МК_3^1(K)$ ), соответствующей началу глубинной зоны газогенерации. Пермские отложения в пределах массивов Тулай-Киряка и Киряка-Тас смяты в складки и преобразованы под действием интрузий до стадии апокатагенеза. В пределах Анабаро-Хатангской седловины степень катагенеза ОВ пермских отложений соответствует главной зоне нефтегенерации (зоне нефтяного окна) там, где нет воздействия интрузий (небольшая часть разреза скв. 1-Ах на Восточно-Таймырском лицензионном участке, скв. Северо-Суолемская 4 в южной части Анабаро-Хатангской седловины). По данным исследования битумоидов аргиллитов и глинистых алевролитов на Киряка-Тасском выступе [4] эти породы содержат автохтонный и аллохтонный битумоиды, т.е. имела место собственная генерация нефти, и миграция из нижележащих горизонтов.

На Западном Таймыре в пределах Сырадасайской антиклинали ОВ пермских терригенных пород из колонковых скважин характеризуется степенью катагенеза, соответствующей главной зоне нефтеобразования [3]. Севернее, в пределах Северной фациальной зоны, эти породы преобразованы под действием интрузий до стадии апокатагенеза. Содержание Сорг в пермских терригенных отложениях Сырадасайской площади достигает 8 % в углистых алевролитах, тип ОВ преимущественно сапропелево-гумусовый.

В зонах, где влияние интрузий было незначительно, залежи могли сохраниться. Перспективы нефтегазоносности пермских отложений восточной части ЕХРП могут быть связаны с узкой полосой вдоль южной и юго-восточной склоновой части Балахнинского мегавала, в районе Балахнинского и Купчиктахского поднятий, т.е. между интродуцированной метаморфизованной зоной Таймырской складчатой системы и Дудыптинско-Жданихинским мегапрогибом, а также на юго-восточной части ЕХРП, с другой стороны Дудуплинско-Жданихинского прогиба, где пермские отложения находятся на оптимальной глубине и вероятны ловушки неантиклинального типа.

Процессы нефтегазогенерации несомненно протекали в толщах силура, девона и карбона. В обнажениях северной фациальной зоны Западного Таймыра в разрезах рек Ефремова, Зеледеева, Убойная выделяются глинисто-углеродистые сланцевые толщи силура, девона и карбона: усть-пясинская свита ( $S_2-D_{2up}$ ), домбинская свита  $D_{3dm}$ , зеледеевская свита ( $C_{1zl}$ ), эвенкская свита ( $C_3-P_{1ev}$ ). Породы представлены черными глинистыми и глинисто-кремнистыми сланцами с прослоями темно-серых глинистых известняков. Их образование происходило преимущественно в иловой впадине с застойными водами. Породы близки к фациям доманика Тимано-Печорского, Восточно-Баренцевского бассейнов [2, 10]. Содержания органического углерода (Сорг) в породах составляют 0,99-5,1 %, водородный индекс низкий вследствие высокой степени катагенеза ОВ. Их изначально высокий нефтегазогенерационный потенциал в ходе геологической истории полностью реализован, но результаты хроматомасс-спектрометрического анализа битумоидов этих пород и битумов из триасовых базальтов Сырадасайской площади показывают полное соответствие [3].

Таким образом, литологические и геохимические данные свидетельствуют о том, что средне- и верхнепалеозойские толщи севера Средней Сибири были источниками углеводородов. И масштабы нефтегенерации в палеозойском комплексе были огромны. Остатки этих залежей мы фиксируем на Оленекском поднятии Анабарской антеклизы, Анабаро-Хатангской седловине, Западном Таймыре. В благоприятных зонах оптимального погружения и там, где влияние интрузий было незначительно, залежи могли сохраниться в пермских терригенных пластах Енисей-Хатангского регионального прогиба в его бортовых участках и в склоновых частях поднятий.

Ссылки на используемую литературу:

- 1- Афанасенков А.П. Геология и перспективы нефтегазоносности севера Сибирской платформы // автореф. дисс. на соиск. уч. степени доктора г.м. наук. М., 2019.
- 2- Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ, 2008..
- 3- Болдушевская Л.Н., Филиппов Ю.А., Ладыгин С.В., Романов А.П. Нефтегазоматеринские толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи «органическое вещество пород – нефти». // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. № 4, 2012.
- 4- Болдушевская Л.Н., Бостриков О.И., Ларичев А.И. Органическая геохимия пермских отложений севера Средне Сибири // Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород, угля и горючих сланцев. Материалы Всероссийской научной конференции.



Сыктывкар: Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. 2019. С. 145-146

- 5- Калинин М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины // Тр. НИИГА, 1959, вып.104, 360 с.
- 6- Каширцев В.А. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы)// Геология и органическая геохимия осадочных бассейнов Восточной Сибири. Избр. Труды. Новосибирск, Изд-во ИНГГ СО РАН, 2015. С. 219-232.
- 7- Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. Новосибирск, 1994, 91 с
- 8- Мейснер Л.Б., Лыгин В.А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений восточной части Енисей-Хатангского прогиба// Материалы 13-й конференции «Геленджик 2018», Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения. С. 43-46.
- 9- Полякова И.Д. Органическое вещество краевых депрессий Сибирской платформы в связи с особенностями нефтегазообразования // Литология и геохимия нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Наука, 1981. С. 164-170
- 10- Полякова И.Д. Нефтематеринские толщи Арктики // Литология и полезные ископаемые, 2015, № 1, с. 30.
- 11- Степаненко Г.Ф. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины. Дисс. на соиск. уч. степ. к.г.м.н. Новосибирск: СНИИГГиМС. 1985

## МЕТОД ФАЦИАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ АЧИМОВСКИХ КЛИНОФОРМЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ СЛАБО ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЙ ВОЛНОВОЙ КАРТИНЫ НА ПРИМЕРЕ СОРОВСКОГО М-Я ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.

ООО «ТННЦ»

*Предоставленные тезисы не разрешены к публикации*

Гейст И. В., Исмагилова А. М., Зайцев А. В.

## МОДЕЛЬ ТРЕЩИНОВАТОСТИ – ВАЖНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» НК Роснефть,  
г. Тюмень

### **Введение**

На сегодняшний день изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений (PZ) и связанных с ними различных типов ловушек является актуальным вопросом. В доюрском основании перспективными, являются участки трещиноватости, обладающие повышенными коллекторскими свойствами. В виду того, что разработка подобных коллекторов в Западной Сибири в настоящее время ведется в незначительном объеме, такой тип залежей плохо изучен, механизмы формирования пустотного пространства остаются дискуссионными.

Отличие трещиновато-поровых коллекторов от традиционных поровых состоит в наличие двух сред – низкопроницаемой матрицы и высокопроводящей системы трещин. Поэтому, эффективная разработка месторождений с подобным типом коллектора является сложной задачей.

В настоящей работе в результате комплексных литологических и сейсмических исследований в PZ отложениях были выявлены «нестандартные» ловушки, приуроченные к тектоническим карманам и зонам трещиноватости. Выявленные закономерности строения и пространственного распределения коллектора и модель трещин, образующая резервуар, позволяет детализировать геолого-гидродинамическую модель. В результате, возможно получить прогноз добычи углеводородов с более высоким уровнем достоверности.

Нефтегазоносность коры выветривания (КВ) доюрского комплекса Западной Сибири уже рассматривалась в ряде работ, в частности, в работах [1-2]. Основная проблема прогноза нефтегазоносности подобных резервуаров заключается в поиске участков развития коллекторов.

### **Данные и методы**

Рассмотрим одно из месторождений Западной Сибири. Геолого-промысловые данные свидетельствуют о высоком углеводородном (УВ) потенциале КВ. Геологически, исследуемый объект можно охарактеризовать как нетрадиционный трещиноватый коллектор. Коллекторами являются силициты и глинисто-кремневые породы силицитово-глинистой формации, которые состоят в основном из кремниевых органических остатков (от 10 до 90%), хемогенного кремнезема (35-90%) и карбонатов (0-10%). Глинистые минералы представлены каолинитом (0–10%).

Силицитовые формации могли сохраниться от предъюрского размыва в основном в пределах синклиналий складок и опущенных блоков [2]. Магматические, кремнисто-карбонатные породы и известняки относятся к породам-неколлекторам. Они практически не обладают поровой емкостью, однако в зоне предъюрского гипергенеза вполне возможно наличие емкости порово-трещинного типа.

Несмотря на очень высокую общую пористость до 0,35 д.ед., породы обладают достаточно низкой проницаемостью, что объясняется малым количеством связанных пор. При этом в интервалах с наибольшей плотностью трещин, наблюдаемых по FMI, отмечается тенденция к росту проницаемости.

Анализ проведенных исследований керна, FMI, ГДИ и результатов эксплуатации указывают на наличие естественной трещиноватости, вызванной тектоническими процессами. На сегодняшний день, фактически пробуренный на объект КВ фонд газовых скважин, составляет 11 ед. Стартовые дебиты газа варьируют в диапазоне 52,5 – 362 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Необходимо отметить низкую достоверность прогнозирования добычи УВ, рассчитанной на гидродинамической модели, без учета трещинной составляющей. Поэтому принято решение о создании модели трещин. Процесс включал:

- создание 3-х мерной геологической основы, учитывающей нестандартный тип коллектора;
- разработку подхода к моделированию исходя из полноты исходных данных;
- выбор/расчеты трендов и входных параметров;
- создание модели трещин;
- корректный перенос плоскостей трещин на сетку в процессе абскейлинга;
- калибровка модели по динамическим данным;
- выработка рекомендаций по расположению проектных скважин.

Решение задачи изучения сложно-построенных резервуаров невозможно без привлечения качественной исходной информации. Поэтому в текущей работе использовались данные специальных методов исследования керна, расширенного комплекса ГИС, сейсмики 3Д, и нестандартные подходы к их обработке/интерпретации.

На этапе трехмерного геологического моделирования решались нетривиальные задачи:

- Традиционные методы геометризации таких резервуаров здесь не подходят, поэтому использованы нестандартные подходы к изучению межскважинного пространства с использованием специальных технологий обработки с/р 3Д. При геометризации резервуара, кроме определения пространственных границ предполагаемых залежей (рис.1) особое внимание уделялось картированию экранирующих разломов, которые контролировали блоковую неоднородность.
- Нарезка слоев в модели (углы падения  $>40^0$ , узкие вытянутые карманы).
- Параметрическое наполнение модели проводилось с использованием прогноза литологических неоднородностей на основе инверсионных преобразований волновых полей.

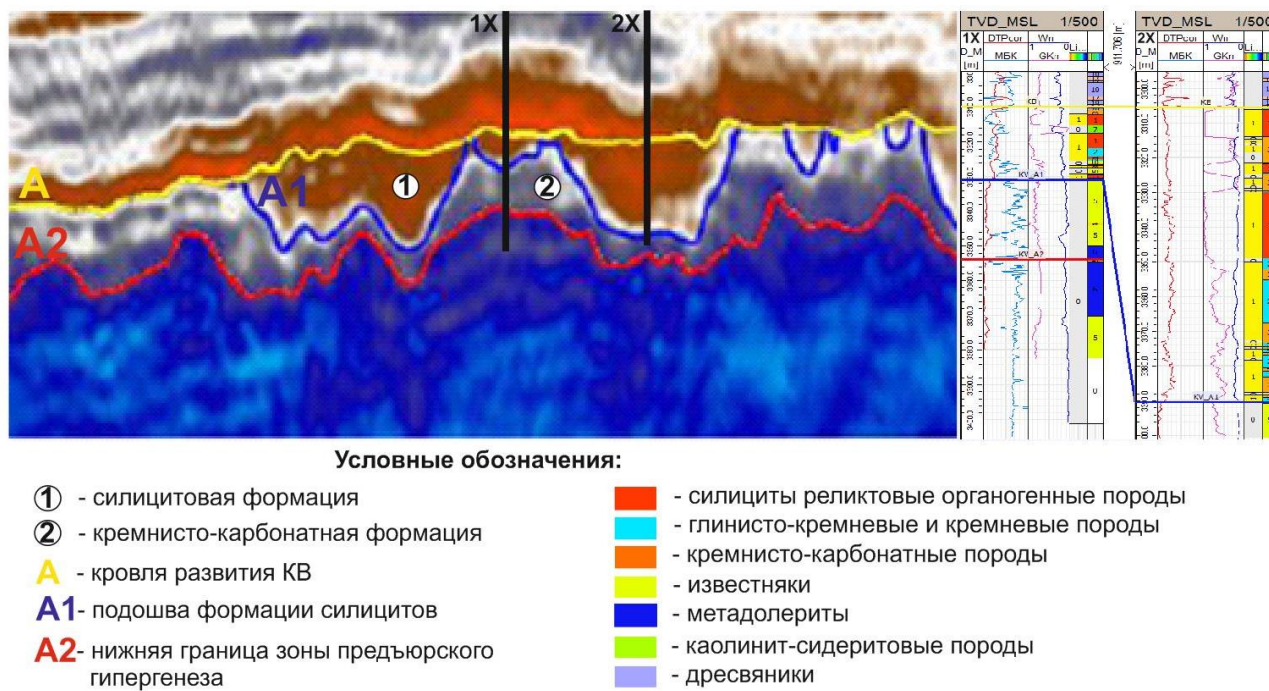


Рис.1. Границы развития резервуара по сейсмическим и скважинным данным

Комплексирование геолого-промысловых данных для описания модели трещин, служащих входными данными для процесса моделирования трещин:

- Анализ керна – типы пустотного пространства, раскрытость трещин.
- FMI (изображение ствола скважины) – тип трещин, раскрытость, интенсивность, угол и азимут падения.
- Интеграция данных 3Д (выбор подходящих трендов) – параметр Tomsena по результатам азимутальной инверсии.
- ГДИ – обоснование работы трещинной составляющей, оценка Кпр.
- Сопоставление с данными разработки (принадлежность скважин к разным блокам/карманам, зонам повышенной трещиноватости).
- Литературные источники – геометрия трещин (длина оценена экспертно, исходя из диапазона раскрытости)

Следует отметить, высокая интенсивность трещиноватости, по данным FMI, наблюдается именно в интервалах силицитовой и карбонатной формаций, а карбонатная формация обладает низкой интенсивностью и для нее характерны залеченные трещины.

По раскрытости наблюдаемые трещины: открытые, частично раскрытые и залеченные.

В ходе анализа был применен геометрический подход, параметры пространственной ориентации отображались с помощью диаграмм Шмитда. Выявлено основное главное направление простирания трещин 170-350°, соответствующее региональному направлению стресса. В зависимости от угла падения заданы типы трещин: растяжения (joint), разлома (fault) и стилолиты (stilolites).

На сегодняшний день существует два стандартных подхода для создания модели трещин: метод DFN (Discrete fracture network) дискретной сети трещин – в виде плоскостей и метод CFN (Continuous Fracture Network) непрерывного распределения интенсивности трещин (используется при недостаточном объеме входных данных).

В нашем случае, целесообразно применение более сложного и точного метода DFN – моделирования распределения трещин как объектов. Этот метод позволяет прогнозировать полный комплекс параметров трещиноватости и использовать их в дальнейшем при перемасштабировании модели трещинной пористости, проницаемости и сигма-фактора для гидродинамического моделирования.



В текущей работе мы использовали ПО Petrel (Shlumberger), где реализован гибридный подход к построению модели – DFN + IFM (Implicit fracture model) неявной модели трещин – в виде свойств 3Д сетки. Задается параметр максимальной длины неявных трещин. Этот параметр является порогом отсечения, который определяет, какие трещины будут моделироваться дискретно, а какие – неявно. Трещины, длина которых менее порогового значения, будут моделироваться неявно (в виде свойств), а трещины, длина которых будет больше порогового, будут представлены дискретными трещинами (в виде плоскостей).

Входные данные, как и результаты счета, содержат ряд неопределенностей, которые требовали привлечения дополнительных материалов [4] и экспертного подхода, и корректировались в процессе гидродинамической адаптации модели: латеральное распределение интенсивности трещиноватости, пространственная ориентация трещин, длина и раскрытость трещин.

Задаваемый тренд интенсивности также влечет неопределенности, поэтому задавался 2-мя способами: методом моделирования естественной трещиноватости (NFP) на основе разломной и структурной модели по результатам интерпретации 3Д сеймики и использовался тренд Parameter Tomsena по результатам азимутальной инверсии.

### Результат

В итоге, на основе результатов, полученных в процессе прогнозирования естественной трещиноватости (векторов ориентации естественных трещин и трендов интенсивности трещин), создана сеть трещин (рис.2).

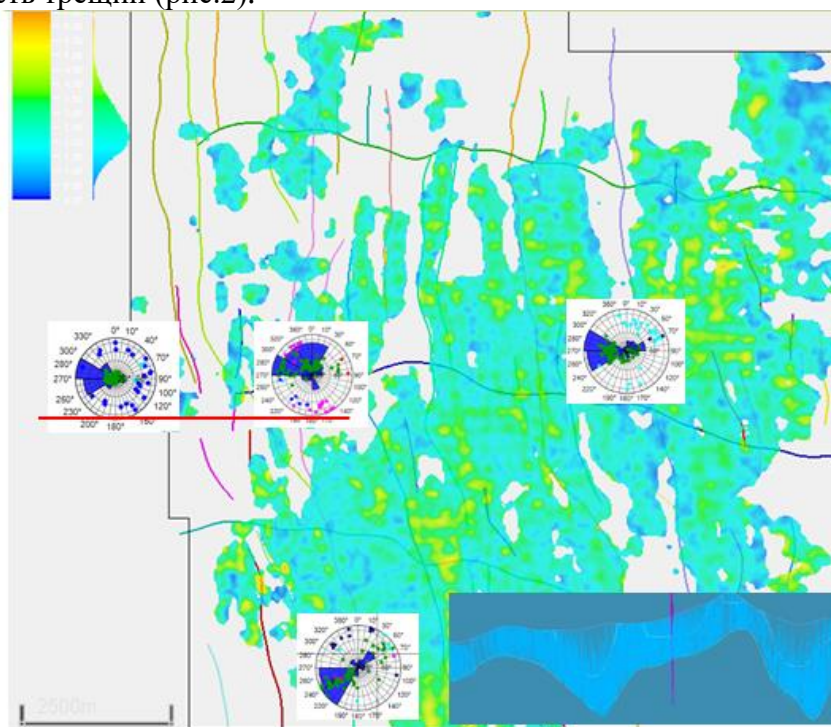


Рис.2. Карта интенсивности трещиноватости силицевой формации

Рассчитаны два куба интенсивности трещиноватости и соответствующие им карты интенсивности:

1. с помощью модуля прогнозирования естественной трещиноватости (NFP).
2. на основе Parameter Tomsena, полученного по азимутальной инверсии сейсмических данных.

Выбор в пользу первого способа сделан по результатам адаптации фильтрационной модели.

В результате применения предложенного подхода к созданию трехмерной геологической модели трещиноватого коллектора был выявлен ряд закономерностей, которые

позволили объединить разномасштабную информацию о нетрадиционном типе коллектора в единую модель, представляющую собой кубы матрицы и набор дискретных трещин, что является аналогом реальной трещиноватой среды.

Вклад трещинной емкости в геологические запасы незначителен, запасы в трещинах не превышают 3%. Влияние трещинной проницаемости показатели разработки существенное, что обуславливает необходимость продолжения изучения потенциально трещиноватых зон.

Полученные карты интенсивности трещиноватости (рис.2) могут быть использованы при размещении проектного фонда скважин и прогнозировании показателей разработки.

Результаты создания модели трещиноватости – это кубы трещиноватой пористости, проницаемости трещин и число сигма (коэффициент сообщаемости между ячейками матрицы и ячейками трещин). Эти кубы являются входными данными для динамического моделирования двойной пористости/проницаемости.

### **Заключение**

Трещины – основная составляющая ДЮК. Выявленные зоны развития коллектора, приуроченные к КВ, и прогнозные зоны трещиноватости позволяют объяснить высокую степень неоднородности распределения коллекторов с улучшенными ФЕС. Наличие крупных разрывных нарушений в пределах территории является дополнительным благоприятным фактором. Входные дебиты скважин в основном выше в скважинах, пробуренных в пределах распространения зон интенсивной трещиноватости, выявленных по модели трещин (карты интенсивности трещин). Интенсивность трещинообразования напрямую влияет на анизотропию проницаемости пород-коллекторов [5].

С учетом вышесказанного, рекомендуется применять точечный подход к расстановке фонда с учетом созданной карты трещиноватости.

Полученные данные в ходе работы указывают на достаточно высокие перспективы рассматриваемых отложений.

Представленный подход позволяет создавать прогнозные модели трещиноватых коллекторов на любых залежах, у которых есть предпосылки влияния трещин на процесс разработки.

По результатам выполненных работ создана модель трещиноватости, которая в настоящее время применяется для обоснования бурения новых скважин и прогноза технологических показателей разработки. В процессе создания уточнено представление о геологическом строении нетрадиционного объекта – КВ.

Модель трещин позволяет получить более корректный долгосрочный прогноз и минимизировать риск бурения низкопродуктивных скважин.

Таким образом, предлагаемый подход обеспечивает значительный экономический эффект при разработке месторождений с нетрадиционным типом коллектора.

### **Список литературы**

1. Лебедев М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. - № 3. – С.4-11.
2. Фищенко А.Н., Романчев М.А и др. Концептуальная модель верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Сборник научных трудов. Выпуск №3. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2017. – С.220-234.
3. Давлетбаев А., Байков В. и др. Анализ результатов исследований коллектора трещиновато-кавернозно-порового типа, SPE 136248
4. Левянт В.Б., Хромова И.Ю. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. – М.: ЦГЭ, 2010. – 250с.
5. Луи Райсс. Основы разработки трещиноватых коллекторов.- М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 118с.

## МОДЕЛЬ ТРЕЩИНОВАТОСТИ – ВАЖНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА

*ООО «Тюменский нефтяной научный центр» НК Роснефть.*

### **Введение**

На сегодняшний день изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений (PZ) и связанных с ними различных типов ловушек является актуальным вопросом. В доюрском основании перспективными, являются участки трещиноватости, обладающие повышенными коллекторскими свойствами. В виду того, что разработка подобных коллекторов в Западной Сибири в настоящее время ведется в незначительном объеме, такой тип залежей плохо изучен, механизмы формирования пустотного пространства остаются дискуссионными.

Отличие трещиновато-поровых коллекторов от традиционных поровых состоит в наличие двух сред – низкопроницаемой матрицы и высокопроводящей системы трещин. Поэтому, эффективная разработка месторождений с подобным типом коллектора является сложной задачей.

В настоящей работе в результате комплексных литологических и сейсмических исследований в PZ отложениях были выявлены «нестандартные» ловушки, приуроченные к тектоническим карманам и зонам трещиноватости. Выявленные закономерности строения и пространственного распределения коллектора и модель трещин, образующая резервуар, позволяет детализировать геолого-гидродинамическую модель. В результате, возможно получить прогноз добычи углеводородов с более высоким уровнем достоверности.

Нефтегазоносность коры выветривания (КВ) доюрского комплекса Западной Сибири уже рассматривалась в ряде работ, в частности, в работах [1-2]. Основная проблема прогноза нефтегазоносности подобных резервуаров заключается в поиске участков развития коллекторов.

### **Данные и методы**

Рассмотрим одно из месторождений Западной Сибири. Геолого-промысловые данные свидетельствуют о высоком углеводородном (УВ) потенциале КВ. Геологически, исследуемый объект можно охарактеризовать как нетрадиционный трещиноватый коллектор. Коллекторами являются силициты и глинисто-кремневые породы силицитовой формации, которые состоят в основном из кремниевых органических остатков (от 10 до 90%), хемогенного кремнезема (35-90%) и карбонатов (0-10%). Глинистые минералы представлены каолинитом (0–10%).

Силицитовые формации могли сохраниться от предъюрского размыва в основном в пределах синклинальных складок и опущенных блоков [2]. Магматические, кремнисто-карбонатные породы и известняки относятся к породам-неколлекторам. Они практически не обладают поровой емкостью, однако в зоне предъюрского гипергенеза вполне возможно наличие емкости порово-трещинного типа.

Несмотря на очень высокую общую пористость до 0,35 д.ед., породы обладают достаточно низкой проницаемостью, что объясняется малым количеством связанных пор. При этом в интервалах с наибольшей плотностью трещин, наблюдаемых по FMI, отмечается тенденция к росту проницаемости.

Анализ проведенных исследований керна, FMI, ГДИ и результатов эксплуатации указывают на наличие естественной трещиноватости, вызванной тектоническими процессами. На сегодняшний день, фактически пробуренный на объект КВ фонд газовых скважин, составляет 11 ед. Стартовые дебиты газа варьируют в диапазоне 52,5 – 362 тыс. м<sup>3</sup>/сут.



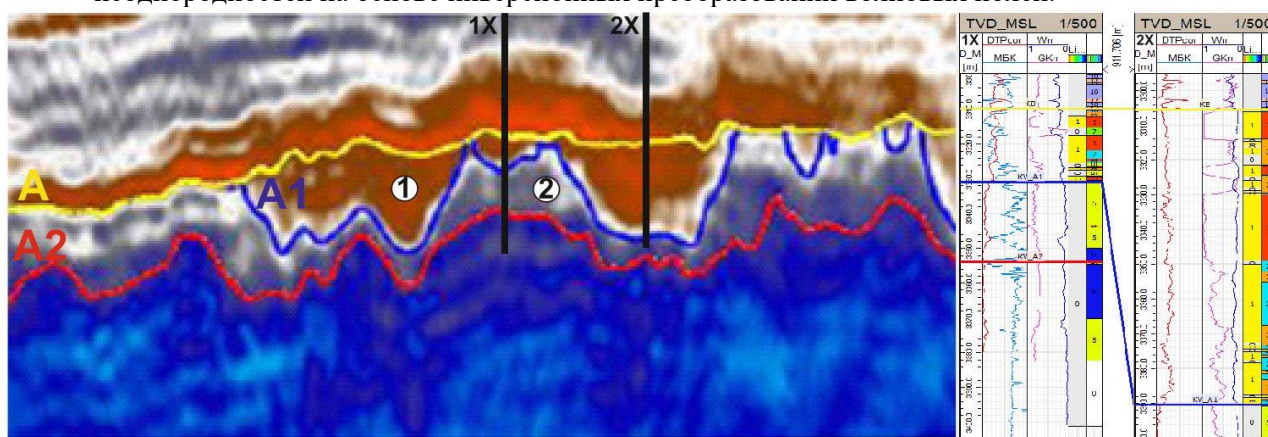
Необходимо отметить низкую достоверность прогнозирования добычи УВ, рассчитанной на гидродинамической модели, без учета трещинной составляющей. Поэтому принято решение о создании модели трещин. Процесс включал:

- создание 3-х мерной геологической основы, учитывающей нестандартный тип коллектора;
- разработку подхода к моделированию исходя из полноты исходных данных;
- выбор/расчеты трендов и входных параметров;
- создание модели трещин;
- корректный перенос плоскостей трещин на сетку в процессе абскейлинга;
- калибровка модели по динамическим данным;
- выработка рекомендаций по расположению проектных скважин.

Решение задачи изучения сложно-построенных резервуаров невозможно без привлечения качественной исходной информации. Поэтому в текущей работе использовались данные специальных методов исследования керна, расширенного комплекса ГИС, сеймики 3Д, и нестандартные подходы к их обработке/интерпретации.

На этапе трехмерного геологического моделирования решались нетривиальные задачи:

- Традиционные методы геометризации таких резервуаров здесь не подходят, поэтому использованы нестандартные подходы к изучению межскважинного пространства с использованием специальных технологий обработки с/р 3Д. При геометризации резервуара, кроме определения пространственных границ предполагаемых залежей (рис.1) особое внимание уделялось картированию экранирующих разломов, которые контролировали блоковую неоднородность.
- Нарезка слоев в модели (углы падения  $>40^\circ$ , узкие вытянутые карманы).
- Параметрическое наполнение модели проводилось с использованием прогноза литологических неоднородностей на основе инверсионных преобразований волновых полей.



Условные обозначения:

- |                                                   |                                             |
|---------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| ① - силицитовая формация                          | ■ - силициты реликтовые органогенные породы |
| ② - кремнисто-карбонатная формация                | ■ - глинисто-кремневые и кремневые породы   |
| A - кровля развития КВ                            | ■ - кремнисто-карбонатные породы            |
| A1 - подошва формации силицитов                   | ■ - известняки                              |
| A2 - нижняя граница зоны предъюрского гипергенеза | ■ - метадолериты                            |
|                                                   | ■ - каолинит-сидеритовые породы             |
|                                                   | ■ - дресвяники                              |

Рис.1. Границы развития резервуара по сейсмическим и скважинным данным

Комплексирование геолого-промысловых данных для описания модели трещин, служащих входными данными для процесса моделирования трещин:

- Анализ керна – типы пустотного пространства, раскрытость трещин.
- FMI (изображение ствола скважины) – тип трещин, раскрытость, интенсивность, угол и азимут падения.
- Интеграция данных 3Д (выбор подходящих трендов) – параметр Tomsona по результатам азимутальной инверсии.



- ГДИ – обоснование работы трещинной составляющей, оценка Кпр.
- Сопоставление с данными разработки (принадлежность скважин к разным блокам\карманам, зонам повышенной трещиноватости).
- Литературные источники – геометрия трещин (длина оценена экспертно, исходя из диапазона раскрытости)

Следует отметить, высокая интенсивность трещиноватости, по данным FMI, наблюдается именно в интервалах силицитовой и карбонатной формаций, а карбонатная формация обладает низкой интенсивностью и для нее характерны залеченные трещины.

По раскрытости наблюдаемые трещины: открытые, частично раскрытые и залеченные.

В ходе анализа был применен геометрический подход, параметры пространственной ориентации отображались с помощью диаграмм Шмита. Выявлено основное главное направление простирания трещин  $170-350^\circ$ , соответствующее региональному направлению стресса. В зависимости от угла падения заданы типы трещин: растяжения (joint), разлома (fault) и стилолиты (stilolites).

На сегодняшний день существует два стандартных подхода для создания модели трещин: метод DFN (Discrete fracture network) дискретной сети трещин – в виде плоскостей и метод CFN (Continuos Fracture Network) непрерывного распределения интенсивности трещин (используется при недостаточном объеме входных данных).

В нашем случае, целесообразно применение более сложного и точного метода DFN – моделирования распределения трещин как объектов. Этот метод позволяет прогнозировать полный комплекс параметров трещиноватости и использовать их в дальнейшем при перемасштабировании модели трещинной пористости, проницаемости и сигма-фактора для гидродинамического моделирования.

В текущей работе мы использовали ПО Petrel (Shlumberger), где реализован гибридный подход к построению модели – DFN + IFM (Implicit fracture model) неявной модели трещин – в виде свойств 3Д сетки. Задается параметр максимальной длины неявных трещин. Этот параметр является порогом отсечения, который определяет, какие трещины будут моделироваться дискретно, а какие – неявно. Трещины, длина которых менее порогового значения, будут моделироваться неявно (в виде свойств), а трещины, длина которых будет больше порогового, будут представлены дискретными трещинами (в виде плоскостей).

Входные данные, как и результаты счета, содержат ряд неопределенностей, которые требовали привлечения дополнительных материалов [4] и экспертного подхода, и корректировались в процессе гидродинамической адаптации модели: латеральное распределение интенсивности трещиноватости, пространственная ориентация трещин, длина и раскрытость трещин.

Задаваемый тренд интенсивности также влечет неопределенности, поэтому задавался 2-мя способами: методом моделирования естественной трещиноватости (NFP) на основе разломной и структурной модели по результатам интерпретации 3Д сеймики и использовался тренд Parameter Tomsena по результатам азимутальной инверсии.

## Результат

В итоге, на основе результатов, полученных в процессе прогнозирования естественной трещиноватости (векторов ориентации естественных трещин и трендов интенсивности трещин), создана сеть трещин (рис.2).

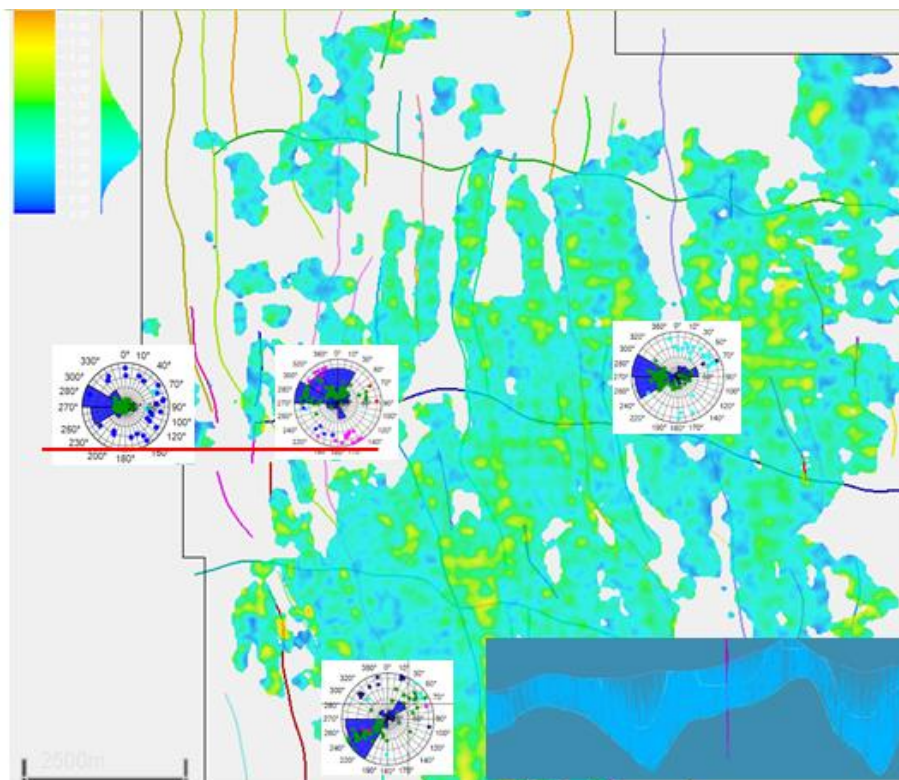


Рис.2. Карта интенсивности трещиноватости силицевой формации

Рассчитаны два куба интенсивности трещиноватости и соответствующие им карты интенсивности:

3. с помощью модуля прогнозирования естественной трещиноватости (NFP).
4. на основе Parameter Tomsena, полученного по азимутальной инверсии сейсмических данных.

Выбор в пользу первого способа сделан по результатам адаптации фильтрационной модели.

В результате применения предложенного подхода к созданию трехмерной геологической модели трещиноватого коллектора был выявлен ряд закономерностей, которые позволили объединить разномасштабную информацию о нетрадиционном типе коллектора в единую модель, представляющую собой кубы матрицы и набор дискретных трещин, что является аналогом реальной трещиноватой среды.

Вклад трещинной емкости в геологические запасы незначителен, запасы в трещинах не превышают 3%. Влияние трещинной проницаемости показатели разработки существенное, что обуславливает необходимость продолжения изучения потенциально трещиноватых зон.

Полученные карты интенсивности трещиноватости (рис.2) могут быть использованы при размещении проектного фонда скважин и прогнозировании показателей разработки.

Результаты создания модели трещиноватости – это кубы трещиноватой пористости, проницаемости трещин и число сигма (коэффициент сообщаемости между ячейками матрицы и ячейками трещин). Эти кубы являются входными данными для динамического моделирования двойной пористости/проницаемости.

### Заключение

Трещины – основная составляющая ДЮК. Выявленные зоны развития коллектора, приуроченные к КВ, и прогнозные зоны трещиноватости позволяют объяснить высокую степень неоднородности распределения коллекторов с улучшенными ФЕС. Наличие крупных разрывных нарушений в пределах территории является дополнительным благоприятным фактором. Входные дебиты скважин в основном выше в скважинах, пробуренных в пределах распространения зон интенсивной трещиноватости, выявленных по модели трещин (карты

интенсивности трещин). Интенсивность трещинообразования напрямую влияет на анизотропию проницаемости пород-коллекторов [5].

С учетом вышесказанного, рекомендуется применять точечный подход к расстановке фонда с учетом созданной карты трещиноватости.

Полученные данные в ходе работы указывают на достаточно высокие перспективы рассматриваемых отложений.

Представленный подход позволяет создавать прогнозные модели трещиноватых коллекторов на любых залежах, у которых есть предпосылки влияния трещин на процесс разработки.

По результатам выполненных работ создана модель трещиноватости, которая в настоящее время применяется для обоснования бурения новых скважин и прогноза технологических показателей разработки. В процессе создания уточнено представление о геологическом строении нетрадиционного объекта – КВ.

Модель трещин позволяет получить более корректный долгосрочный прогноз и минимизировать риск бурения низкопродуктивных скважин.

Таким образом, предлагаемый подход обеспечивает значительный экономический эффект при разработке месторождений с нетрадиционным типом коллектора.

### **Список литературы**

6. Лебедев М.В., Соколовская О.А., Яневиц Р.Б. Методика и результаты прогноза коллекторов в коре выветривания Северо-Варьганского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. - № 3. – С.4-11.
7. Фищенко А.Н., Романчев М.А и др. Концептуальная модель верхней части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения // Сборник научных трудов. Выпуск №3. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2017. – С.220-234.
8. Давлетбаев А., Байков В. и др. Анализ результатов исследований коллектора трещиновато-кавернозно-порового типа, SPE 136248
9. Левянт В.Б., Хромова И.Ю. и др. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. – М.: ЦГЭ, 2010. – 250с.
10. Луи Райсс. Основы разработки трещиноватых коллекторов.- М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 118с.

## НОВЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ЗАПАДНОГО БОРТА КУРЕЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА) ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ И ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ.

АО "СНИИГГиМС" г. Новосибирск

### Введение

Объектом изучения служит западный борт Курейской синеклизы, включающий район Туруханского поднятия, которое исследовалось по обнажениям по берегам рек, чему посвящено множество публикаций [Баженова, Казаис, 2011; Старосельцев и др., 2012; и др.]. Поднятие представляет собой тектонический покров, надвинутый на западную окраинную часть Курейской синеклизы. В его восточной части обнажаются наиболее древние породы рифея, которые в западном направлении сменяются более молодыми отложениями. На большей части района работ отсутствуют скважины, сейсмические и электроразведочные профили, поэтому полученный материал дает ценную информацию по геологическому строению малоизученной площади.

### Данные и методы

Для решения поставленных задач был отработан опорный профиль по маршруту "скв. Хантайская 405 – скв. Тынепская 215" и расщелины к нему. Комплекс методов включал сейсморазведочные работы МОГТ-2D, электроразведочные работы методом ЗСБ и МТЗ, переинтерпретацию потенциальных полей на площади, значительно превосходящей район опорного профиля и охватывающей западный борт Курейской синеклизы.

Выбор методики и технологии сейсморазведочных работ основан на анализе сейсмогеологических условий региона работ и опыта проведения подобных работ в юго-западной части Сибирской платформы. При производстве сейсморазведочных работ использована центральная система наблюдений МОГТ 2D с применением невзрывного источника возбуждения упругих колебаний. Специализированная цифровая обработка данных проводилась в ПО Omega (Western Geco) с целью получения результирующих сейсмических разрезов с сохранением относительных амплитуд отражений и достижения высокой разрешенности и отношения сигнал-помеха.

Процесс регистрации в методе ЗСБ осуществлялся цифровой электроразведочной станцией «Цикл-7». В качестве источника электромагнитного поля использовалась незаземленная петля со стороной 500 м, в качестве приемника применялись датчики ПДИ-50 и ПДИ-400. Обработка данных ЗСБ проводилась в программном комплексе «ЕМ-DataProcessor». Процесс заключался во временной фильтрации и расчете трансформаций сигнала становления  $E(t)$  в кривые  $\rho_t(h)$  и  $S_t(h)$ . Основным способом количественной интерпретации кривых ЗСБ было выполнение инверсии в рамках горизонтально-слоистых моделей (1D) с учетом влияния эффекта вызванной поляризации.

Полевые измерения в точках МТЗ выполнены канадской аппаратурой фирмы «Phoenix Geophysics Ltd». Использовались измерительные модули MTU-5A, MTU-2E. Регистрация проводилась в синхронном режиме одновременно несколькими станциями. Это позволило обрабатывать получаемый материал в так называемом “синхронном” режиме с целью подавления некоррелируемых шумов и повышения качества МТ-данных. Процесс обработки и интерпретации данных МТЗ включал ряд стандартных процедур. В первую очередь анализировались амплитудные и фазовые полярные диаграммы, проводился анализ частотных разрезов магнитотеллурических параметров: параметра неоднородности  $N$  и параметров асимметрии  $Skew_{SH}$  и  $Skew_{VB}$ . Выполнен анализ искажений МТ-поля, для устранения которых проведена нормализация кривых МТЗ по данным ЗСБ. Количественная интерпретация



полученных данных проводилась в программном комплексе «EM-DataProcessor», где в качестве базовой заложена 1D- модель среды.

Отличительной особенностью данного отчета является выполнение математического моделирования потенциальных полей с помощью авторской программы "Geolab–20" и построение объемной модели их распределения [Садур, 2012]. Моделирование геологических разрезов проводится методами подбора путем решения СЛАУ (системы линейных алгебраических уравнений). Основой для задач подобного класса является «нулевая» модель, которая задавалась по данным сейсморазведки, электроразведки и бурения.

### **Результаты.**

Результаты моделирования гравимагнитных и электромагнитного полей по опорному профилю-рассечке приведены на рисунках 1 и 2. Сейсмогеологическая модель приведена на рисунке 3.

Конфигурация поверхности фундамента по данным моделирования гравимагнитных полей и сейсморазведки представляет собой сочетание крупных приподнятых и опущенных блоков с перепадом отметок до 5.0-6.0 и более км (рис. 1-3). Наиболее опущенные блоки (до 15.0-18.0 км) располагаются в северной и западной части площади. В западной части резкое погружение кровли фундамента отмечается в зоне краевого прогиба. Область минимальных глубин (3.0-4.0 км) соответствует приподнятому блоку, который пространственно приурочен к Бахтинскому мегавыступу. В поле плотности фундамент представляет собой блоковую модель с разбросом значений плотности от 2,76 г/см<sup>3</sup> до 3,0 г/см<sup>3</sup>, что хорошо отражено на разрезах эффективной плотности (рис.1). В поле намагниченности фундамент также представляет собой блоковую модель с разбросом значений от 0.7 до 1.5 А/м (рис.1). В данных электроразведки фундамент прослеживается по значительному нарастанию сопротивления от 250-300 Ом до тысяч Ом (рис. 2).

Образования рифейского мегакомплекса выходят на дневную поверхность в западной части площади, где представлены терригенной и терригенно-карбонатной формациями. В районе Бахтинского мегавыступа отмечается унаследованность развития структурных элементов, которая нарушается в западной, где структурные построения выполнены по кровле аллохтонной части рифейского комплекса. Здесь закартирована серия узких вытянутых валов субмеридионального направления (Хантайско-Рыбнинский и Курейско-Бакланихинский мегавалы). В северо-восточной части по редкой сети сейсмических профилей и результатов моделирования потенциальных полей выделен глубокий прогиб с амплитудой прогибания до 9.0-10.0 км. В поле плотности образования рифея представляют собой слоисто-блоковую модель с разбросом значений плотности от 2,71 г/см<sup>3</sup> до 2,79 г/см<sup>3</sup> (рис.1). В площадном варианте плотностные аномалии в западной части (в пределах Хантайско-Рыбнинского и Курейско-Бакланихинского мегавалов) группируются в зоны субмеридионального направления переменной плотности. В поле намагниченности отложения рифея также представляют собой слоисто-блоковую модель с разбросом значений от 0.05 до 0.6 А/м (рис.1). Сопротивление рифейского комплекса изменяется от 40-60 Ом·м до 150-250 Ом·м (рис.2). Наибольшая мощность рифея прогнозируется в западной части профиля, где она по данным электроразведки достигает 7.5-8.5 км.

Вендский комплекс сложен терригенными и терригенно-карбонатными формациями. По его кровле картируется Сурингдаконский свод и ряд структур меньшего порядка. Крупные мегавалы (Хантайско-Рыбнинский и Курейско-Бакланихинский) сохраняют свое местоположение и структурную принадлежность. В поле плотности отложения венда представляют собой слоистую модель с разбросом значений плотности от 2,68 г/см<sup>3</sup> до 2,73 г/см<sup>3</sup> (рис.1). В поле намагниченности они также представляют собой слоистую модель с разбросом значений от 0.02 до 0.15 А/м (рис.1). Сопротивление комплекса характеризуется значениями от 100-150 Ом·м до 300-500 Ом·м, что характерно для карбонатно-терригенного состава отложений. Понижение сопротивления до 20-50 Ом·м отмечается в зонах тектонических нарушений (рис. 2).

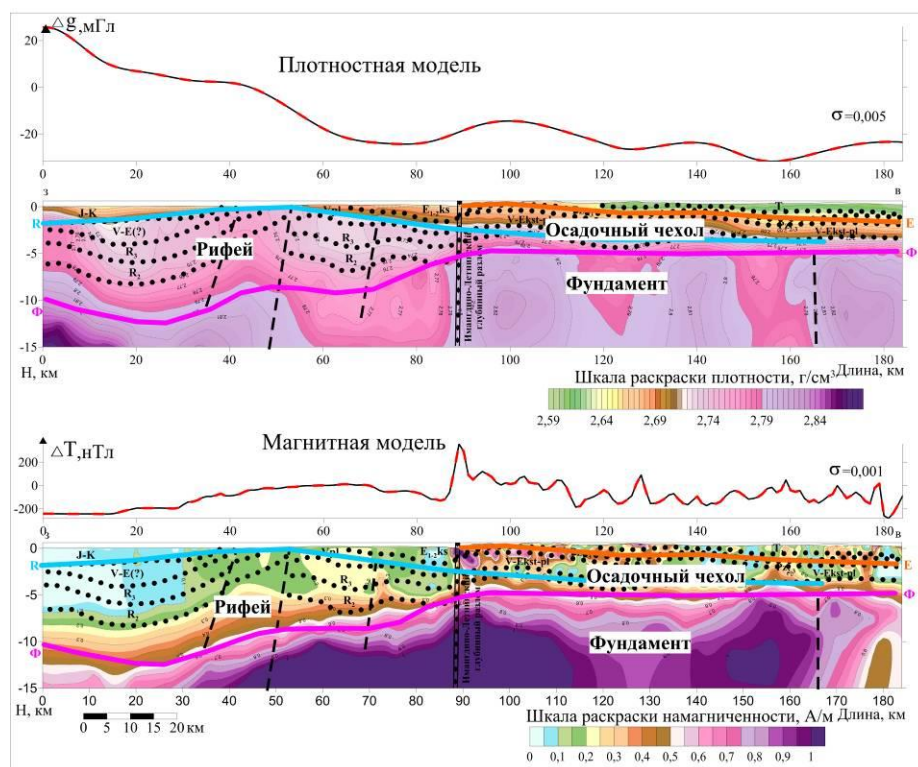


Рис 1. Результаты моделирования гравимагнитных полей по опорному профилю

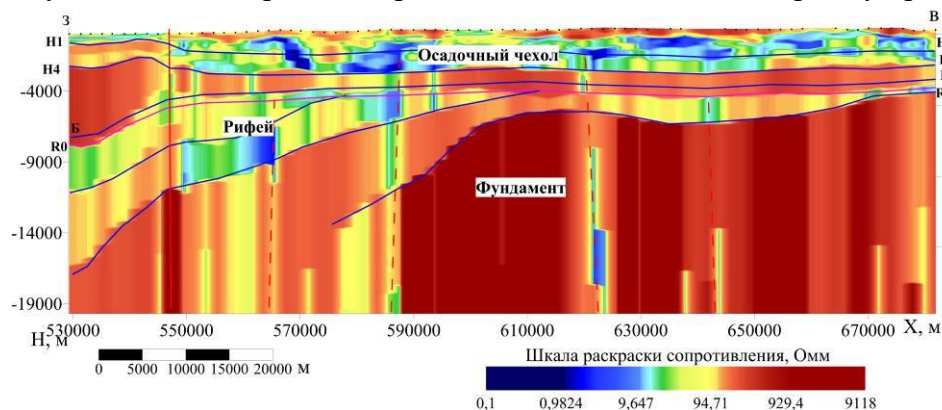


Рис 2. Геоэлектрический разрез по опорному профилю

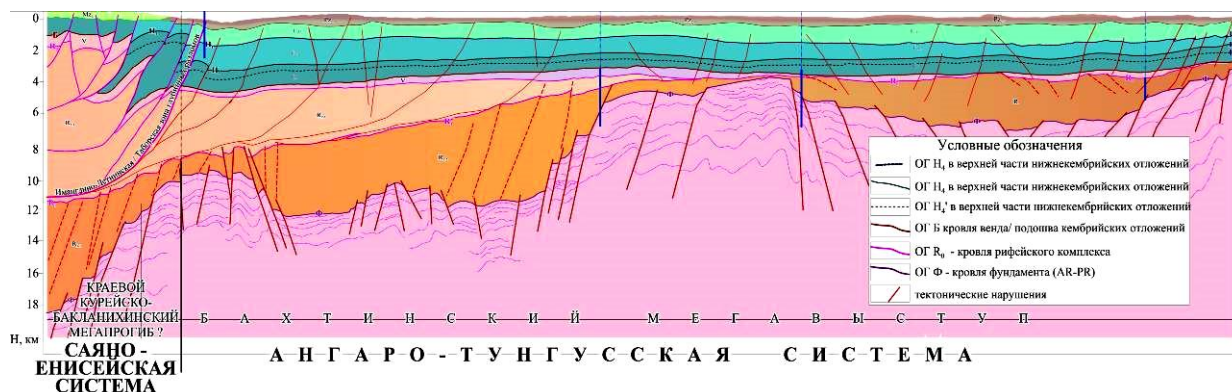


Рис 3. Сейсмогеологическая модель по опорному профилю

Нижне-среднекембрийский комплекс в южной части площади исследования вскрыт скважинами, где представлен галогенно-карбонатной формацией. В восточном направлении его литология меняется, соли замещаются ангидритами, а затем карбонатами. В поле плотности кембрийская толща представляет собой слоистую модель с разбросом значений

плотности от  $2,62 \text{ г/см}^3$  до  $2,72 \text{ г/см}^3$  (рис.1). Плотностные аномалии могут формировать карбонатные толщи (повышение плотности), мощные пачки солей (понижение). В поле намагничённости также имеем слоистую модель с разбросом значений от 0.02 до 0.05 А/м (рис.1). Пониженная намагничённость обусловлена отсутствием трапповых интрузий и преимущественно карбонатным составом. Сопротивление комплекса характеризуется значениями от первых единиц Ом·м до 300-500 Ом·м. Понижение сопротивления до 30-50 Ом·м связано с тектоническими нарушениями, либо внедрением траппов в соленосный разрез и формированием околотрапповых коллекторов.

### **Заключение**

По комплексу методов (сейсморазведка, электроразведка, потенциальные поля) составлена модель строения осадочного чехла Турухано-Норильской гряды и зоны её сочленения с Курейской синеклизой, изучено соотношение структурного плана рифейских и венд-палеозойских отложений с прогнозом коллекторов для обоснования нефтеперспективных зон и объектов. Включение в комплекс работ потенциальных полей на данной площади позволило построить структурные карты на северную часть, малоизученную методами сейсморазведки.

### **Список литературы**

- 1- *Баженова Т.К., Казаис В.И.* История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на северо-западе Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2011. т.6, №2. - С. 52-61.
- 2- *Садур О.Г.* Моделирование геологических сред на основе вычисления их плотности и магнитных характеристик в классе сложного распределения масс при решении различных геологических задач // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. -2012. №1(9). - С. 96-101.
- 3- *Садур О.Г.* Способ определения индуцированной и остаточной намагничённостей горных пород по данным магниторазведки: Патент № 2683817 (RU) / Приоритет от 05 апреля 2018 г.
- 4- *Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Муратов М.И., Старосельцев К.В.* Дискордантные структуры Туруханского горста - проявления планетарного тектогенеза // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. -2012. -№4(12). - С. 3-7.

## ОСОБЕННОСТИ СЕНОМАНСКИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА СЕВЕРЕ И СЕВЕРО-ВОСТОКЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

ИНГГ СО РАН, НГУ

Настоящая работа посвящена изучению особенностей формирования и нефтегазоносности крупных антиклинальных структур северных и арктических районов Западной Сибири на примере Медвежьего и Ванкорского месторождений.

Исследования были проведены на базе комплексной интерпретации данных 2-D и 3-D сейсморазведки, ГИС и глубокого бурения. В процессе работы была восстановлена история тектонического развития структур, к которым приурочены месторождения, проанализировано влияние тектонических процессов на нефтегазоносность, построены модели месторождений.

Основные запасы газа в северных и арктических регионах Западной Сибири представляют собой уникальные скопления биогенного сухого газа – метана, которые сконцентрированы в апт-альб-сеноманском комплексе пород [1], в первую очередь в сеноманских песчаных пластах группы ПК, и контролируются высокоамплитудными антиклинальными структурами.

На севере бассейна в Надым-Пурском междуречье с песчаными резервуарами этого осадочного комплекса связаны уникальные газовые залежи Уренгойского, Ямбургского, Арктического, Медвежьего, Юбилейного и других месторождений. Кроме уникальных запасов газа, регион также богат нефтяными ресурсами.

В настоящей работе объектами исследования выступают два крупных месторождения: нефтегазовое Ванкорское и нефтегазоконденсатное Медвежье.

Медвежье месторождение, согласно схеме нефтегазогеологического районирования, находится в Надымском НГР Надым-Пурской НГО, в тектоническом отношении месторождение приурочено к Медвежьему мезовалу, осложняющему Медвежье-Нумгинский наклонный мегавал, отделяющий Большехетскую мегасинеклизу от Надымской гемисинеклизы.

Медвежье месторождение открыто в 1967 году поисковой скважиной № 2 на Ныдинском поднятии. При испытании из сеноманских отложений получен фонтан газа дебитом 2500 тыс.м<sup>3</sup>/сут (визуально). В том же году поисковой скважиной № 1, пробуренной на соседнем Медвежьем поднятии, при опробовании сеноманских отложений получен фонтан газа дебитом 793,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут при штуцере диаметром 22,32 мм.

Позже в процессе дальнейших геологоразведочных работ на этих площадях была выделена единая для Медвежьего и Ныдинского поднятий уникальная сеноманская залежь с общим ГВК, плоскость которого имеет наклон в северном направлении. Резервуар массивный, ловушка структурная, залежь массивно-сводовая, водоплавающая, субмеридионального простираения. Ее ширина 9,5-24 км, длина 119 км, высота 155 м. Эффективные газонасыщенные мощности коллекторов составляют 3,6-141 м. В составе свободного газа преобладает метан (98,39%). С точки зрения нефтегазогеологического районирования, Ванкорское месторождение находится в северо-восточной части Пур-Тазовской НГО, в пределах Сузунского НГР [2].

Ванкорское газонефтяное месторождение было открыто в 1988 г. скважиной №1, в которой произошел аварийный выброс газа. В 1990 г. в скважинах Ванкорская 4, 6 из песчаных пластов нижнехетской, яковлевской и долганской свит на месторождении были получены первые притоки нефти. В 2005 г. после проведения на месторождении сейсморазведочных работ 3D модель геологического строения этого объекта была существенным образом уточнена, что наряду с пересмотром всей геолого-геофизической информации позволило специалистам «КрасноярскНИПИнефть» существенно увеличить запасы на месторождении.

В мезозойском разрезе Ванкорского газонефтяного месторождения открыто семь залежей, приуроченных к отложениям долганской, яковлевской, суходудинской и



нижнехетской свит. Основные нефтяные залежи сконцентрированы в нижнемеловых песчаных пластах Як-III-VII яковлевской свиты и Нх -III-IV нижнехетской свиты.

В тектоническом отношении район исследований охватывает восточную часть Север-Тазовской мезовпадины, расположенной в пределах Большехетской мегасинеклизы, северную часть Тагульско-Ванкорского мезомыса, осложненного Ванкорским, Лодочным и Тагульским поднятиями и расположенную к востоку от этих объектов Предъенисейскую мегамоноклиналь [3].

В рамках проведенных исследований была осуществлена корреляция основных отражающих горизонтов на территориях, к которым приурочены объекты исследования, построены наборы структурных карт и карт изопхит сеймокомплексов, которые вместе с временными сейсмическими разрезами и полученными палеоразрезами послужили основой для структурно-тектонического анализа и изучения истории формирования Медвежьего и Ванкорского месторождений.

Анализ структурно-тектонического строения и истории тектонического развития северной части Надым-Пурского междуречья показал, что Юбилейная структура и Межвежья структуры не приурочены к древним эрозионно-тектоническим выступам. Они начали формироваться только в турон-датское время и окончательно были сформированы в кайнозойское. Большое количество кайнозойских разрывных нарушений, могли выполнять роль каналов для миграции углеводородов вверх по разрезу.

Анализ выполненных структурных построений на Ванкорской площади показал, что рельефы реперных мезозойско-кайнозойских уровней в значительной степени подобны, хотя и обладают определенными особенностями.

Анализ карт изопхит сеймокомплексов показал, что на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории на рассматриваемой территории происходили разнонаправленные тектонические движения; каждый этап тектонического развития внес свой вклад в формирование Ванкорского поднятия, но определяющим для образования современной ловушки стал постсеноманский, а точнее кайнозойский этап; неокомские и апт-альб-сеноманские тектонические процессы не оказали никакого влияния на формирование Ванкорского поднятия в современном рельефе кровли яковлевского резервуара и, как следствие, на строение ловушки, контролирующей залежи углеводородов в песчаных пластах группы ЯК. В то же время, благодаря неструктурообразующим тектоническим процессам, имевшим место в неокме и апт-альб-сеномане, амплитуда Ванкорского поднятия в современном рельефе кровли нижнехетского резервуара значительно возросла, что привело к существенному увеличению размеров ловушки и, как следствие, запасов нефти и газа, сконцентрированных в песчаных пластах группы НХ [4].

Поскольку объектами исследования в настоящей работе являются сеноманские залежи, остановимся подробнее на характеристике этого комплекса пород.

В целом на территории всей Западно-Сибирской провинции сеноманские отложения имеют схожее геологическое строение и сложены переслаивающимися пачками песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Сеноманские песчаники обладают очень хорошими коллекторскими свойствами. Их пористость достигает 30-35%. Алевролито-глинистые пачки, которые разделяют песчаные пласты, не являются ни флюидоупорами, ни коллекторами.

На большей части Западно-Сибирского бассейна сеноманские отложения перекрыты глинами, кузнецовской свиты, которые формировались в морских условиях во время туронской региональной трансгрессии. Кузнецовская глинистая пачка имеет толщину 40-50 м и является надежным мегарегиональным флюидоупором для сеноманских газовых залежей в горизонте ПК<sub>1</sub>, в составе которого выделяется серия песчаных пластов, разделенных алевро-глинистыми пачками. На северо-востоке провинции в Ванкорско-Тагульской зоне роль регионального флюидоупора выполняют глины дрожковской свиты, залегающие в верхах сеномана-туроне.

Хорошие фильтрационно-емкостные характеристики песчаных пластов горизонта ПК<sub>1</sub> и низкие экранирующие свойства разделяющих их алевролитов-глинистых пачек предопределили то, что в отличие от верхнеюрских и неокомских залежей углеводородов сеноманские залежи являются не пластовыми, а массивными.

Еще одной особенностью сеноманских залежей является то, что, как правило, они заполняют весь объем антиклинальных ловушек – газо-водяные контакты залежей совпадают с оконтуривающими изогипсами структур, выделенных в рельефе кровли горизонта ПК<sub>1</sub>, а высоты залежей – с амплитудами контролирующих их поднятий [2,3].

Газопроизводящими формациями для формирования метана, заполняющего сеноманские залежи, на севере провинции являются залегающие в верхней зоне газообразования угленосные толщи нижнего апта и отложения юры, которые залегают здесь на больших глубинах и находятся в главной зоне газообразования.

Выше были рассмотрены процессы формирования расположенных на севере Западной Сибири Медвежьего и Ванкорского поднятий, которые позволили сделать вывод о том, что эти поднятия интенсивно развивались в постсеноманское, главным образом, в кайнозойское время, что предопределило формирование структур-ловушек в рельефе кровли сеноманского комплекса.

На севере бассейна по аналогичному сценарию развивалось большинство антиклинальных структур-ловушек.

Остановимся на моделях геологического строения сеноманских залежей Медвежьего и Ванкорского месторождений и на их отображении в волновых сейсмических полях.

Медвежье месторождение находится в Надым-Пурском междуречье, которое является зоной региональной газоносности сеномана. На Медвежьем и расположенном вблизи него Юбилейном и Ямсовейском месторождениях на долю сеноманских газовых залежей горизонта ПК<sub>1</sub> приходится 95% суммарных запасов углеводородов.

Залежь горизонта ПК<sub>1</sub> Медвежьего месторождения контролируется одноименным мезовалом - вытянутой в северном направлении антиклинальной структурой, которая в рельефе кровли сеномана оконтурена на отметке -1140 м, имеет площадь 2300 км<sup>2</sup> и амплитуду 150 м. Ловушка полностью заполнена сухим газом – метаном, залежь массивная пластово-сводовая, ГВК залежи совпадает с оконтуривающей изогипсой структуры и расположен на абсолютной глубине 1140 м.

На севере Западной Сибири контролируемые высокоамплитудными антиклинальными структурами сеноманские газовые залежи находят отражение в характере сейсмической записи и в динамических характеристиках волновых полей.

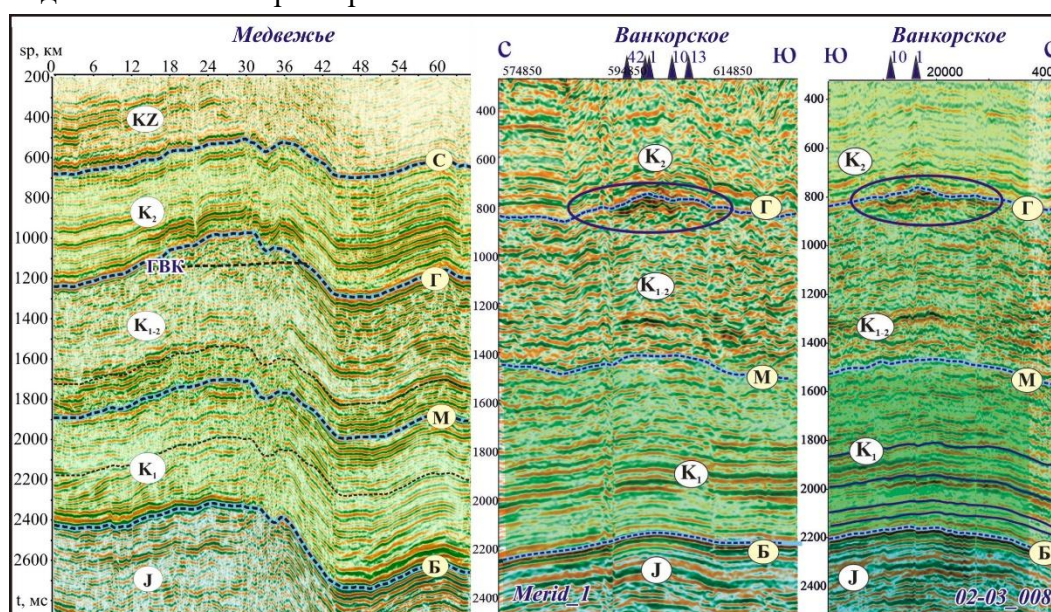


Рисунок 1 – Сейсмогеологические разрезы Медвежьего и Ванкорского месторождений

В этом регионе на временных разрезах под выделенными в рельефе отражающего горизонта Г высокоамплитудными антиклинальными поднятиями часто фиксируются локально развитые энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты, формирующиеся на газо-водяных контактах. Приуроченные к ГВК отражения, как правило, обладают высокой энергией, прослеживаются квазигоризонтально и в направлении склонов структур сливаются с горизонтом Г (Рисунок 1). При этом формирующийся на ГВК отражающий горизонт не изохронен и «рассекает» в пределах структуры разновозрастные пласты, входящие в состав единого продуктивного горизонта ПК<sub>1</sub>.

Формирование отраженной волны на газовой контакте связано с перепадом акустических жесткостей в газо- и водонасыщенной частях разреза.

Значительный перепад акустических жесткостей на газовой контактах предопределяет формирование на этих границах высокоамплитудных отраженных волн.

Таким образом, наличие на временных разрезах под выделяемыми в рельефе отражающего горизонта Г высокоамплитудными антиклинальными структурами квазигоризонтальных локально развитых отражающих сейсмических горизонтов, а также падение энергии отражающего горизонта Г являются надежными прогнозными критериями выделения крупных газовых залежей в сеноманском комплексе пород.

На северо-востоке Западной Сибири, в частности, на Ванкорском месторождении аналогом горизонта ПК<sub>1</sub> является горизонт Дл-I-III долганской свиты, который в этом регионе перекрыт дорожковским региональным флюидоупором.

В рельефе кровли долганской свиты на Ванкорской площади выделяется вытянутая в северном направлении антиклинальная структура, полностью заполненная газом. Оконтуривающая изогипса структуры и ГВК залежи проведены на абсолютной отметке -980 м; высота залежи и амплитуда поднятия составляют 45 м.

На Ванкорской площади петрофизические характеристики водо- и газонасыщенных песчаных пластов горизонта Дл-I-III ведут себя таким же образом, как месторождения Надым-Пурского междуречья.

В то же время на Ванкорском месторождении сеноманская залежь принципиально иначе влияет на рисунок и динамические характеристики сейсмической записи. В этой зоне на временных разрезах в явном виде не выделяется связанный с ГВК отражающий сейсмический горизонт, а в зоне распространения сеноманской залежи происходит не падение, а резкое увеличение амплитудно-энергетических характеристик волновых полей в интервале горизонта Г (см. Рисунок 1). Связано это с небольшой высотой залежи. При 30-50-метровой высоте залежи происходит интерференция – синфазное суммирование волны Г, формирующейся на подошве дорожковского флюидоупора, и волны, отраженной от ГВК. В результате этого наложения энергия интерференционного сигнала возрастает, формируя на волновых полях аномалию «яркого пятна».

Таким образом, относительно малоамплитудные (<50 м) сеноманские газовые залежи отображаются в волновых полях резким увеличением энергии сейсмической записи – «ярким пятном».

### **Список литературы**

1. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: «Недра», 1975. – 680 с. Авторы: А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др.
2. Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э. и др. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. - 139 с.
3. Конторович В. А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. - 2001. - № 11-12.
4. Конторович В.А., Конторович Д.В. История формирования Ванкорского поднятия - ловушки для уникальной залежи углеводородов на северо-востоке Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 92-100

## ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕКОМПЕНСИРОВАННОГО ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

(АО "Таймыргеофизика", группа компаний  
"Башнефтегеофизика")

### Введение

В последние десятилетия на Таймыре создан не имеющий аналогов геофизический полигон, осветивший строение глубоких горизонтов земной коры с небывалой детальностью и шириной охвата. С начала 2000-ых годов в ходе нефтегазопроисловых исследований за счёт средств федерального бюджета здесь отработано свыше 50 тыс км маршрутов освещающих разрез земной коры на всю её мощность, до глубин 50-60 км, на базе широкого комплекса методов, основу которого составляют сейморазведка МОГТ и электроразведка методом МТЗ. Результирующая сеть профилей охватывает полосу шириной от 300 до 700 км, тянущуюся более чем на 1500 км и включающую все наиболее значимые геоструктуры региона [1].

Таймырский полигон предоставляет уникальную возможность изучения литосферы и закономерностей, определяющих её формирование, непосредственно на фактическом материале, без опоры на существующие концепции. Впервые глубокие горизонты земной коры изучены в площадном, трёхмерном варианте, что позволило связать с геологическими процессами целый ряд аномалий сейсмической записи, которые раньше относили к влиянию разного рода помех.

Благодаря качественно новому уровню геофизической информации прямыми наблюдениями фиксируются геодинамические механизмы, которые явно не исчерпываются простыми горизонтальными перемещениями кратонов и обусловленными этим движением деформациями. Согласно полученным данным, глубинное геологическое строение, помимо горизонтальных стрессов, вызванных движением континентов, объясняется вертикальными напряжениями. На границе Мохоровичича отмечаются контрастные аномалии, которые свидетельствуют об обширных изменениях плотности и электропроводности, совпадающих в плане с самыми значимыми тектоническими элементами севера Центральной и Западной Сибири. Уплотнённая кора под депрессиями и облегчённая под горными районами демонстрируют ключевую роль изостатического выравнивания при становлении крупнейших структурных элементов.

В свою очередь, запечатлённые в осадках неоднократные смены прогибания воздыманием и наоборот, доказывают циклическое изменение направления изостатических движений. В ходе геологического развития на месте прогибов, как правило, образуются валы, а поднятия и гряды в той или иной степени захватываются опусканием. Соответственно, предполагается периодический характер физико-химических процессов, породивших необходимые для этого плотностные трансформации континентальной коры [3-4].

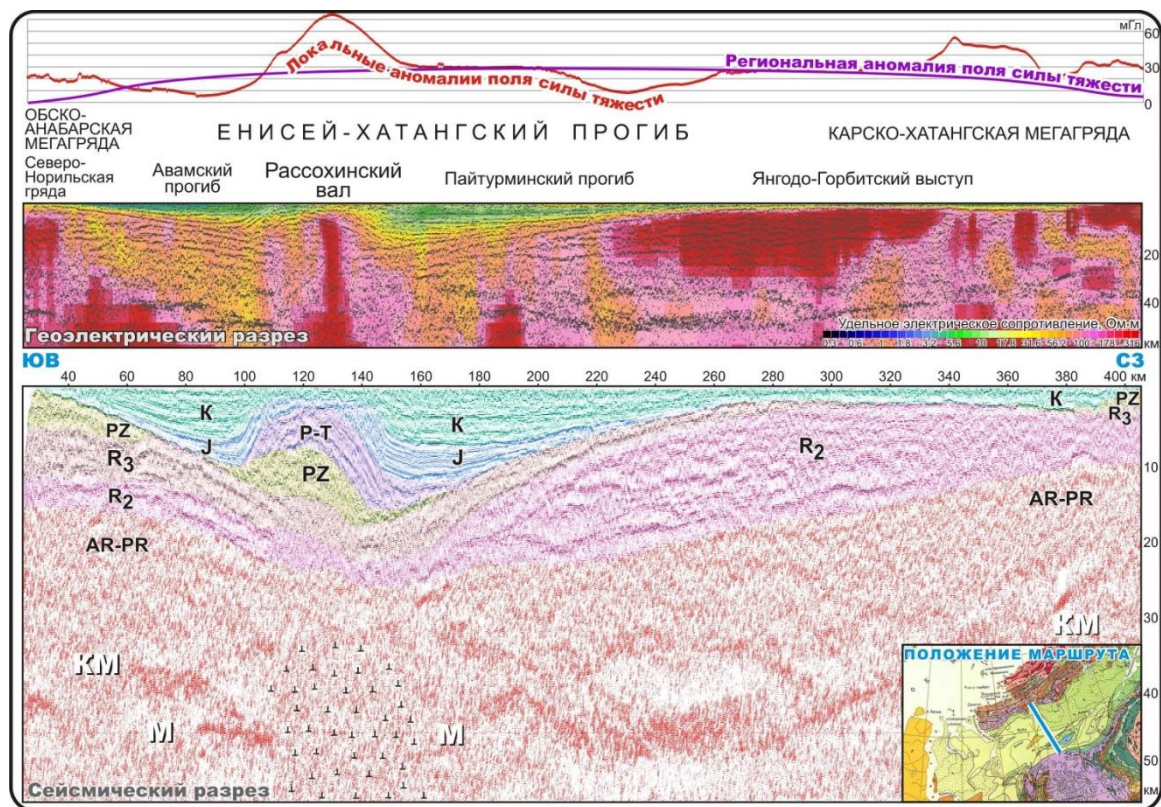
Согласно сейморазведочным материалам, плотность коры возрастает за счёт утрамбовывания базальтового её слоя вместе с гранитным и частью осадочного чехла в достаточно небольшую по мощности линзу коромантийной смеси. Это приводит к эклогитизации и инверсии плотностей в разрезе, в результате которого менее плотные мантийные гипербазиты всплывают сквозь более плотные эклогиты. Внедрение ультрамафитовых интрузий обуславливает выжимание пластичной коромантийной смеси в направлении периферии бассейна, что обеспечивает там ускоренное уплотнение. Вследствие повышения плотности в периферийных блоках изостатическое опускание обеспечивает максимально быстрое появление новых депоцентов, которые не успевают заполняться осадками и приводят к некомпенсированной седиментации.

### Материалы и методы

В низах земной коры, в основании мезозойских депрессий фиксируется крупная аномальная зона, выражающаяся повышением скорости распространения упругих колебаний (до 6,9-7,4 км/с по продольным волнам и до 4,2 км/с по поперечным), погружением сейсмической границы М, возникновением выше неё границы КМ (рис. 1). В разрезе с этой



аномалией совпадает понижение удельного электрического сопротивления, а в плане – гравитационный максимум, который проявляется, если убрать из наблюдаемого поля силы тяжести влияние осадочного чехла большой (до 30 км) мощности. Также её положению соответствует максимум геотермического градиента. Данная аномальная зона тянется через Таймыр и Гыдан более чем на 1500 км при ширине от 300 до 700 км, расширяясь в направлении Западной Сибири [2-3].



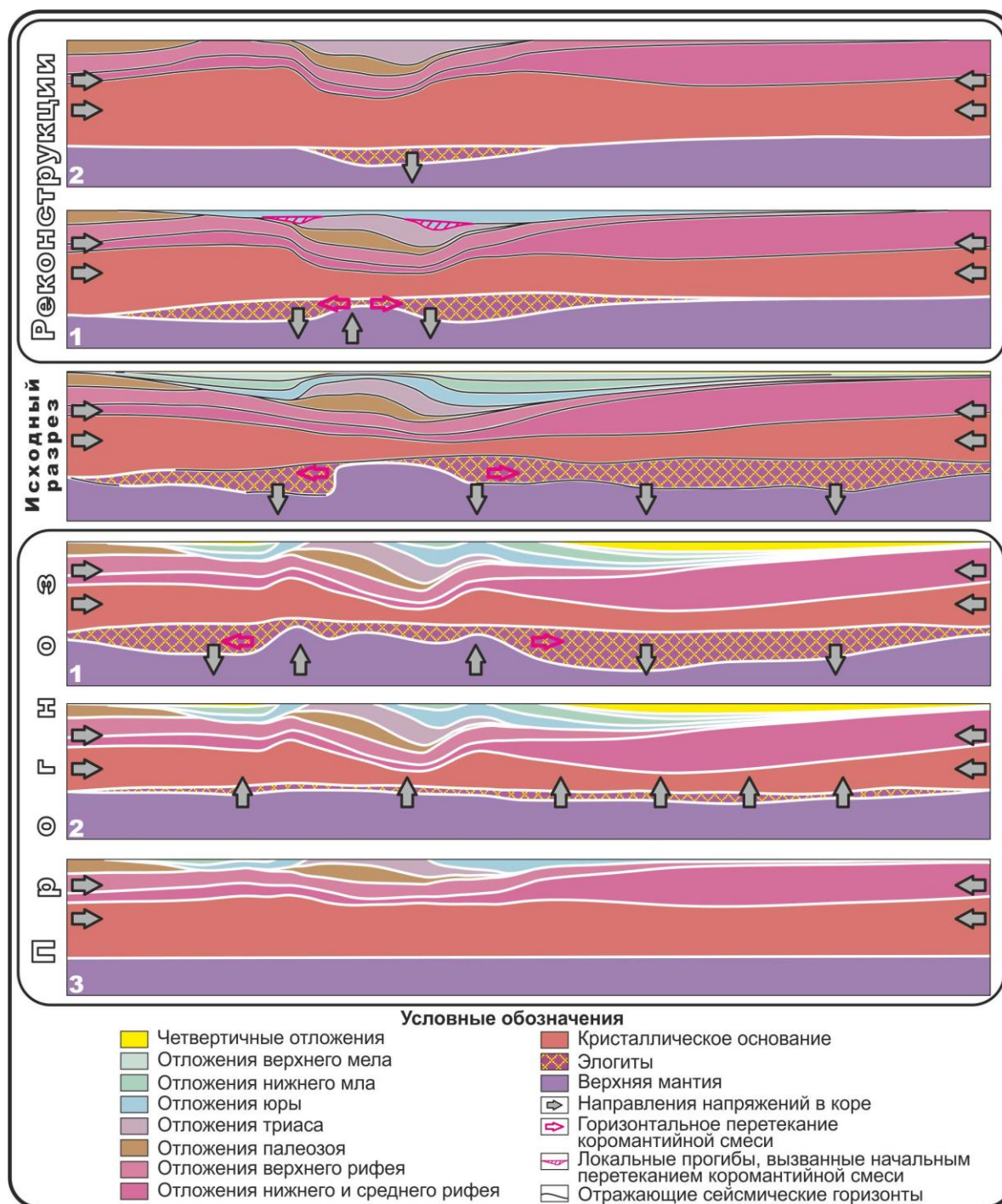
**Рисунок 1.** Геофизические аномалии в разрезе земной коры Енисей-Хатангского прогиба

На фоне рассмотренной аномальной зоны под Малохетским, Рассохинским и Балахнинским мегавалами наблюдается максимум удельного электрического сопротивления, охватывающий почти весь изученный интервал разреза земной коры. Он совпадает с интенсивным гравитационным максимумом, а также с прекращением прослеживания отражающих площадок на уровне раздела Мохоровичича и в нижней коре.

С положением мегавалов совпадают максимальные мощности палеозойских и триасовых толщ (во многих случаях и верхнерифейских – рис. 1, 2), то есть, по-видимому, они унаследовали положение осевой части доюрского прогиба и представляют собой результат его полной инверсии, которая привела к размыву значительных по мощности осадочных толщ (местами более 3 км). Этому способствовали также синхронные надвиговые процессы в сводовой части валов, где аллохтон размывался и служил источником сноса осадков вплоть до середины мела [2].

Одновременно с ростом валов появились новые депоцентры прогибания, расположенные за пределами растущих в центре депрессии поднятий. Палеореконструкции свидетельствуют о том, что прогибание на крыльях валов, определяющее их границы, начинается практически в один момент с инверсией (рис. 2).

В этот же период охваченная прогибанием территория практически одномоментно значительно увеличилась, местами даже удвоилась (рис. 1, 2). Интенсификация расширения депрессий сопровождается максимально быстрым погружением их периферийных частей, что соответствующим образом отражается на характере седиментации. Накопление осадков в прогибах на конец юры – начало мела почти повсеместно становится некомпенсированным, и за счёт бокового сноса осадков формируются клиноформные толщи.



**Рисунок 2.** Палеорекострукции по данным сейсморазведки и прогноз развития Енисей-Хатангского осадочного бассейна (на основе разреза, показанного на рис. 1).

Несмотря на активные тектонические перестроения в домезозойском интервале разреза практически повсеместно прослеживаются относительно хорошо сохранившиеся палеозойские и верхнерифейские осадки, слагающие систему складок разного порядка с амплитудой до 5 км и более. На этом фоне дизъюнктивная тектоника как региональный фактор себя не проявляет, за исключением развитых в верхних слоях осадочного разреза дизъюнктивно-пликативных надвиговых структур, где амплитуда смещений аллохтона достигает первых десятков километров [1-4].

Кроме того, по результатам региональных геофизических исследований на Таймырском полигоне показано почти сплошное распространение в основании мезозойских депрессий севера Центральной и Западной Сибири мощного (10-20 км) рифейско-

палеозойского осадочного комплекса. Поскольку в этом комплексе отсутствуют разрывы, хоть сколько-нибудь сопоставимые по своим масштабам с депрессиями, их происхождение уже невозможно рассматривать как рифтогенное, когда бассейн седиментации появляется по итогам растяжения, при разрушении и переработке основания, а пострифтовые осадки накапливаются непосредственно на молодых базальтах, составляющих новую кору океанического типа.

Существенное значение для понимания геодинамики региона играет также окончательное исключение новыми данными тектонической границы между Сибирской платформой, Западно-Сибирской и Карской плитами. Традиционно считалось, что доюрское основание Западной Сибири представляет собой складчатые палеозоиды и более древние массивы, протягивающиеся со стороны горного обрамления и погребённые под мезозойско-кайнозойским чехлом [6]. Полученные в последние годы материалы однозначно подтвердили это, как на юге [5], так и на севере Приенисейской полосы, где за счёт снижения тектонической напряжённости в пределах Енисейского кряжа и меньших углов падения геологических границ сейсмические отражения от них практически повсеместно непрерывно прослеживаются со стороны Восточной Сибири в Западную [1-4], что свидетельствует о единстве седиментации в рифее и палеозое на обширных пространствах Сибири и омывающих её морей.

### **Выводы**

Главной причиной уплотнения в низах земной коры является образование под депоцентрами прогибания, на уровне раздела Мохо, эколлитов, которые с учётом отвечающих им аномалий пониженного сопротивления, по-видимому, насыщены флюидами, а потому пластичны. Перекрывая гипербазиты, обладающие существенно меньшей плотностью, эколлиты обусловили гравитационное всплывание ультраосновного мантийного вещества, что послужило импульсом для роста поднятий в осевой части прогибов.

Палеовывравнивание сейсмических горизонтов показывает, что рост поднятий сопровождается одновременным появлением на их границах впадин. Вероятно, сочетание инверсионного воздымания древних депоцентров с расширением и ускорением прогибания на их периферии может быть объяснено тем, что внедрения гипербазитов вытесняют пластичную эколлитизированную коромантийную смесь в направлении периферийных частей осадочного бассейна, где тем самым обеспечивается форсированное уплотнение и изостатическое погружение крупных блоков земной коры.

Ускоренное прогибание при параллельном росте крупных поднятий на одном из бортов формирующихся некомпенсированных впадин приводит к несимметричному, боковому сносу с превалирующим односторонним поступлением осадочного материала. Тем самым формируются седиментационные тела специфического клиновидного облика, характерные для позднеюрского-раннемелового осадконакопления в прогибах севера Центральной и Западной Сибири.

### **Литература**

1. Кушнир Д.Г. Эффективность региональных сейсморазведочных работ на Таймыре // Природные ресурсы Красноярского края. 2013. № 18. С. 38-41.
2. Кушнир Д.Г. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. № 6. с. 1-29. [http://www.ngtp.ru/rub/4/6\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2016.pdf).
3. Кушнир Д.Г. Геодинамика полуострова Таймыр по геофизическим данным // Геодинамика и тектонофизика. 2018. № 9, С. 81-92. <http://www.gt-crust.ru/jour/article/view/521/358>.
4. Кушнир Д.Г. Гипербазиты как фактор геодинамики по результатам исследований на Таймырском геофизическом полигоне // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 2(29). С. 3-27. [http://oilgasjournal.ru/issue\\_29/kushnir.pdf](http://oilgasjournal.ru/issue_29/kushnir.pdf).
5. Павлухин И.С., Фатеев А.В. К вопросу о западной границе Сибирской платформы. Труды Международной геолого-геофизической конференции ГеоЕвразия-2020. Т. 1. Москва. 2020. С. 31-34.
6. Рудкевич М.Я. Тектоника и генезис Западно-Сибирской плиты в свете новых геолого-геофизических данных. Тектоника Сибири. Т. IX. Новосибирск. Наука. 1980. С. 23-30.



## СЕССИЯ "КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 2D/3D, ГИС, КЕРНА И ГДИ ДЛЯ ОПИСАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ"

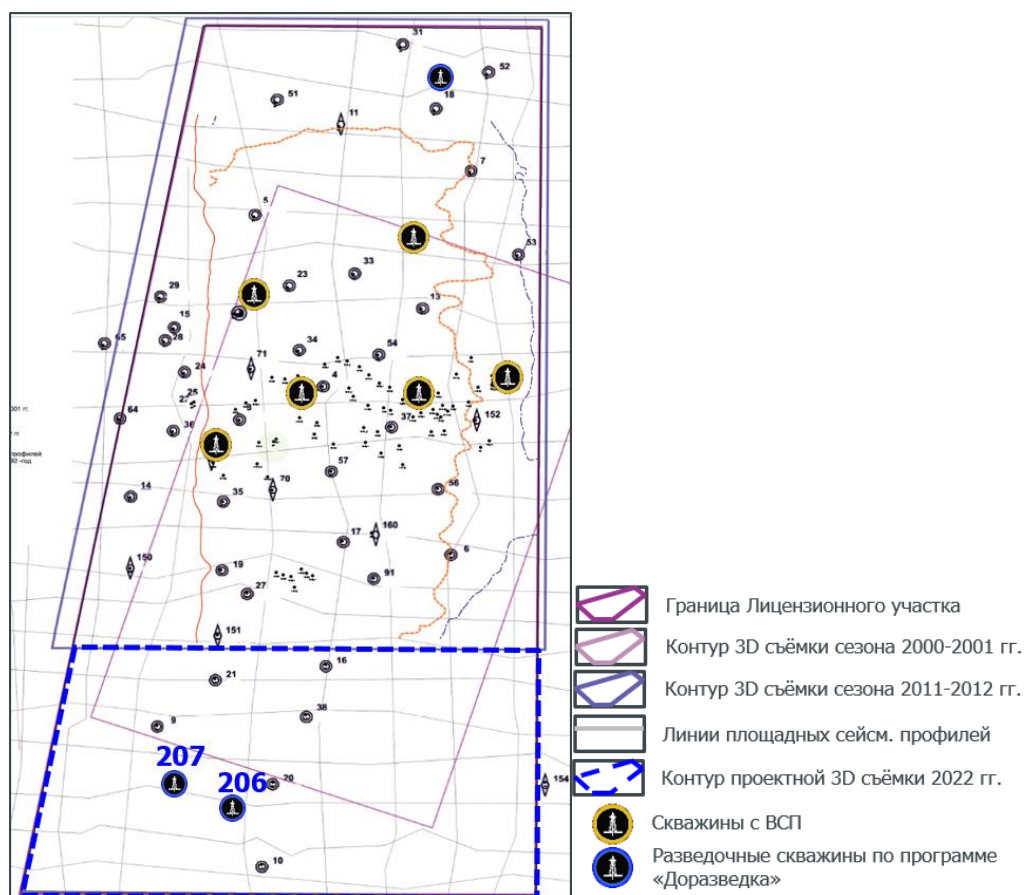
Завьялов А.И.<sup>1</sup>, Копысова И.А.<sup>1</sup>, Хисматуллин Р.М.<sup>1</sup>,  
Важенин С.Л.<sup>1</sup>, Орлов Д.В.<sup>2</sup>, Марков М.Л.<sup>2</sup>,  
Чернышёва С.В.<sup>3</sup>, Арсибеков А.<sup>4</sup>

### ПЕТРОУПРУГОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В УСЛОВИЯХ СЛАБОКОНСОЛИДИРОВАННЫХ ПОРОД И ЕГО РОЛЬ В СЕЙСМО-ГЕОЛОГИЧЕСКОМ ПРОГНОЗЕ НА РУССКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.

1 – Тюменский Нефтяной Научный Центр, 2– Тюменнефтегаз,  
3- НК Роснефть, 4- Schlumberger

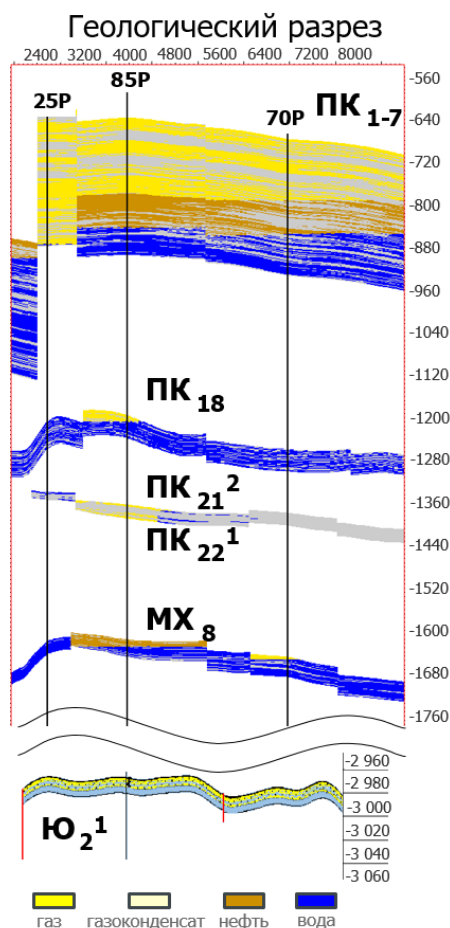
Русское нефтегазоконденсатное месторождение располагается вблизи посёлка Тазовский, ЯНАО, Тюменская область и открыто в 1968г. Полномасштабное бурение началось с 2016г, до этого момента месторождение дважды проходило этапы ОПР в период с 1978 по 1984 и с 2007 по 2014.

Русское месторождение в достаточной степени изучено сейсмическими исследованиями. Структурные построения базируются на результатах 2Д и 3Д сейсморазведки, а также результатах бурения поисковых, разведочных скважин и пилотных стволов. С 2022 года планируется доизучение сейсморазведочными работами в южной части месторождения.



Промышленная нефтегазоносность связана с пластами покурской, малохетской и тюменской свит. Основным по величине запасов нефти и газа является пласт ПК<sub>1-7</sub>, который характеризуется сложным геологическим строением: отмечается высокая расчленённость, основные запасы нефти сосредоточены в подгазовой зоне.

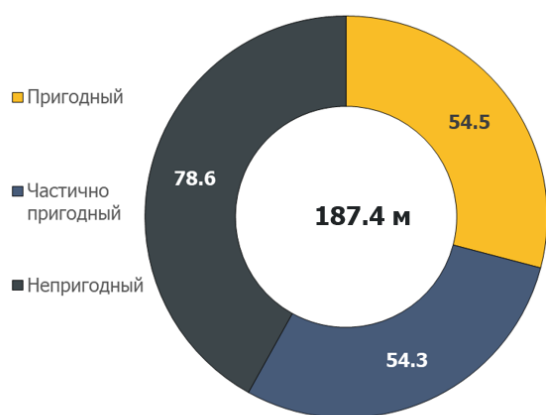




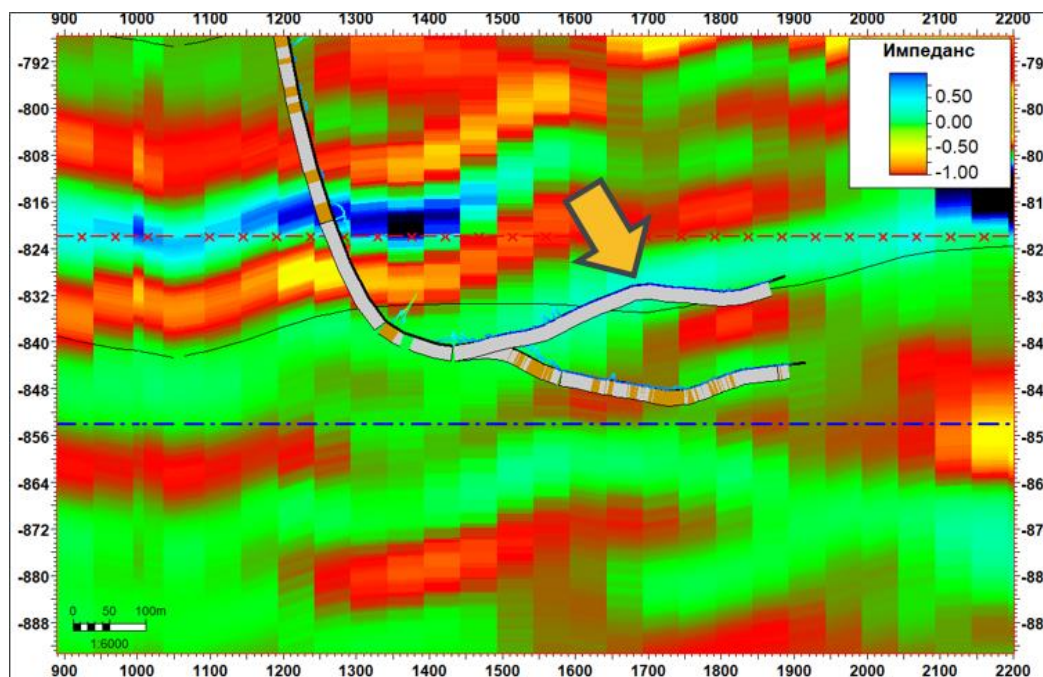
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Русского месторождения согласуется с региональными особенностями.

Из благоприятных характеристик можно выделить низкие глубины залегания и высокую проницаемость пласта ПК<sub>1-7</sub>. Из негативных необходимо отметить высокую вязкость нефти объекта ПК<sub>1-7</sub> и слабоконсолидированный коллектор.

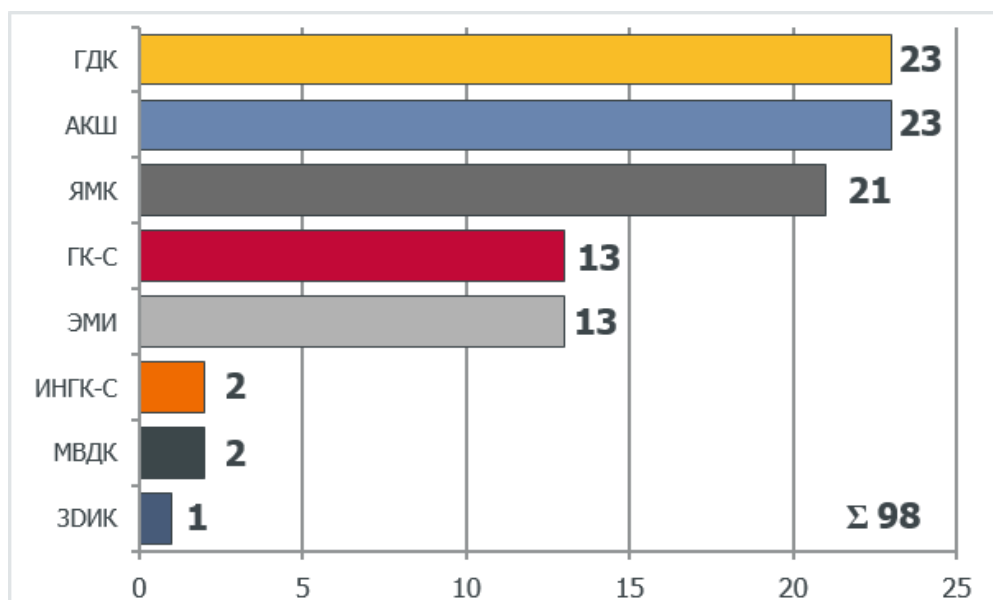
С последней трудностью столкнулись при отборе керна, часть интервалов при подъёме на дневную поверхность, несмотря на изолированную технологию отбора, оказываются разрушены и не пригодны для изготовления образцов. Более крепкие интервалы предварительно обрабатываются жидким азотом, а затем изготавливаются образцы, которые в последствие обворачиваются термоусадочной плёнкой и закрываются с торцов специальной сеткой.



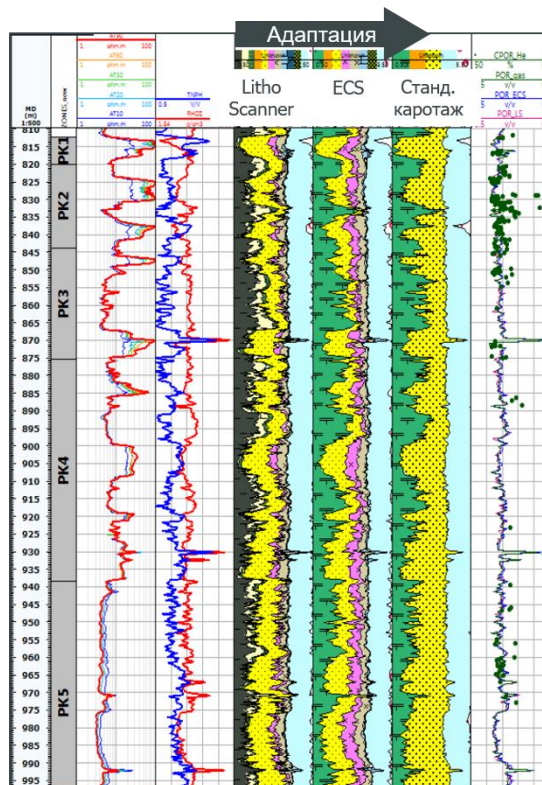
Предпосылками к данной работе послужило зональное не подтверждение сейсмо-геологическим прогнозом геологического разреза. Чаще всего, подобные явления наблюдались в зонах с низкой охарактеризованностью ГИС (например, отсутствие акустического каротажа). С увеличением бурения, возросло количество пилотных стволов, тем самым позволив использовать скважинные данные для синтеза упругих кривых, посредством петроупругого моделирования.



С момента полномасштабного бурения в скважинах было выполнено 98 специальных исследований, включающих в себя: ГДК, АКШ, ЯМК, ГК-С, ЭМИ, ИНГК-С, МВДК, ЗДИК. На ряду с этим отобран керн по изолированной технологии из 11 скважин.

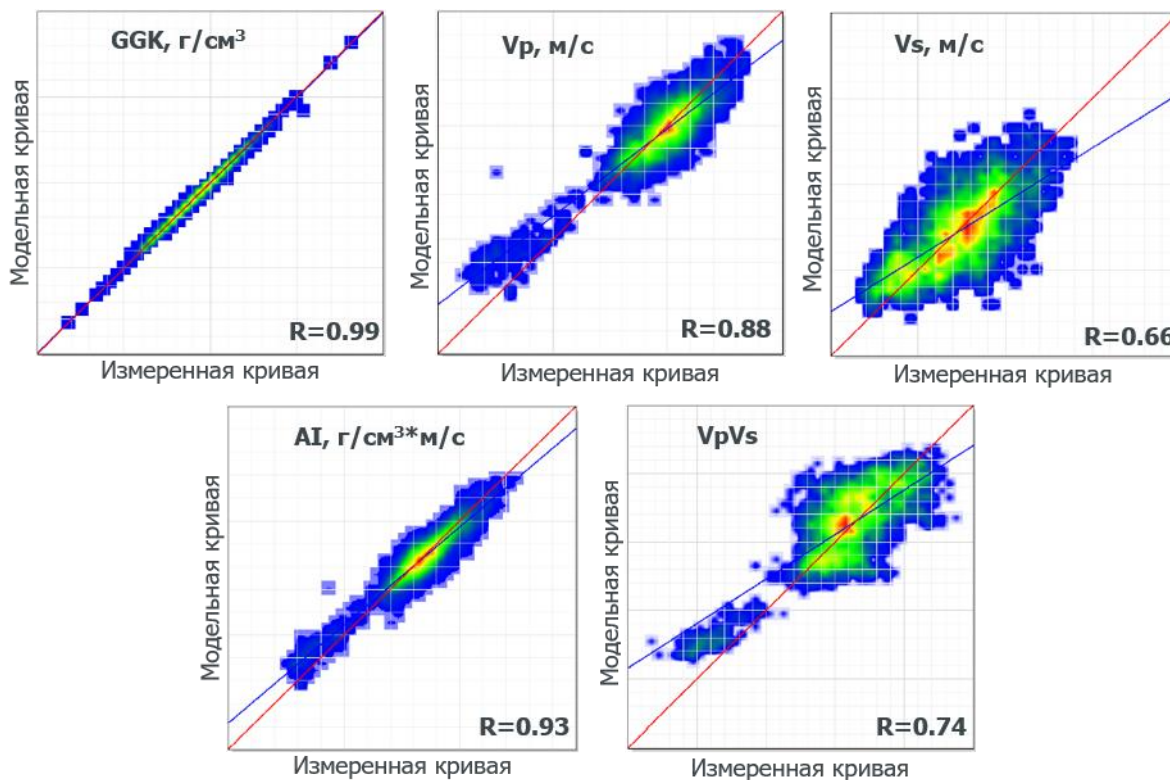


Имеющийся объём каротажных данных и расширенный комплекс ГИС в новых пилотных скважинах позволил построить объёмно-компонентную модель и успешно с адаптировать её на скважины со стандартным комплексом ГИС.

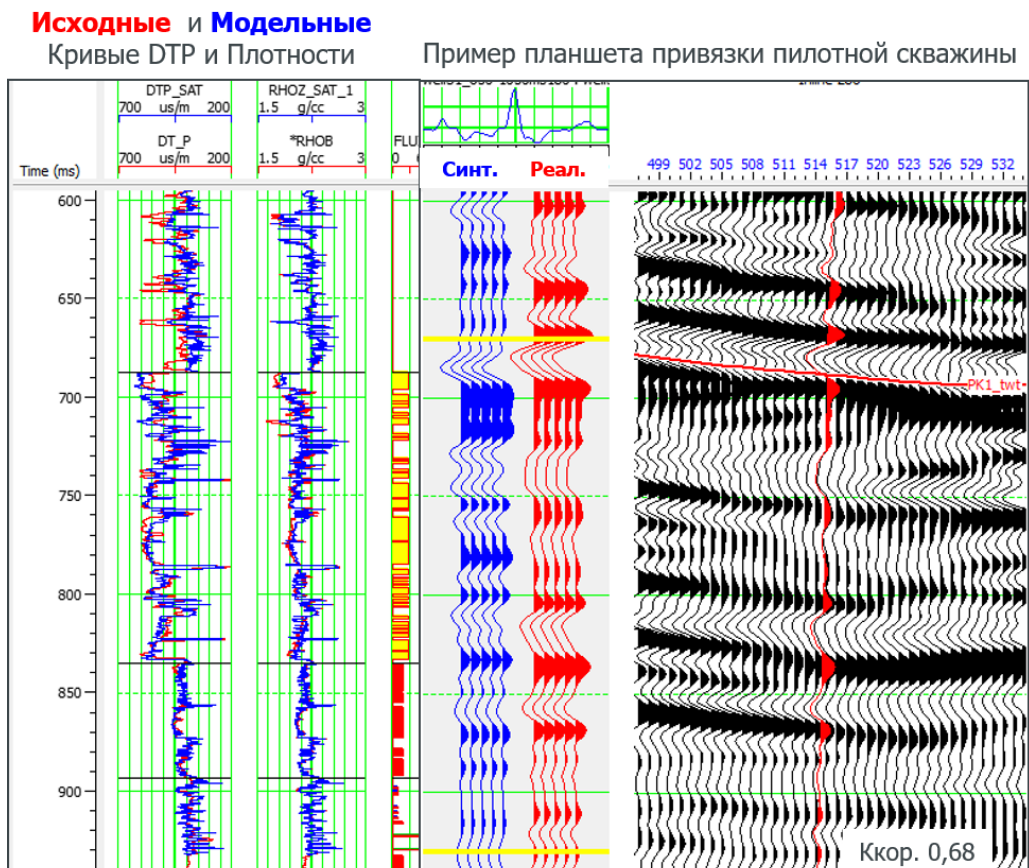


На основании объёмно-компонентной модели построена петроупругая модель, в основу которой легло отдельное моделирование свойств скелета и пористой среды для различной литологии.

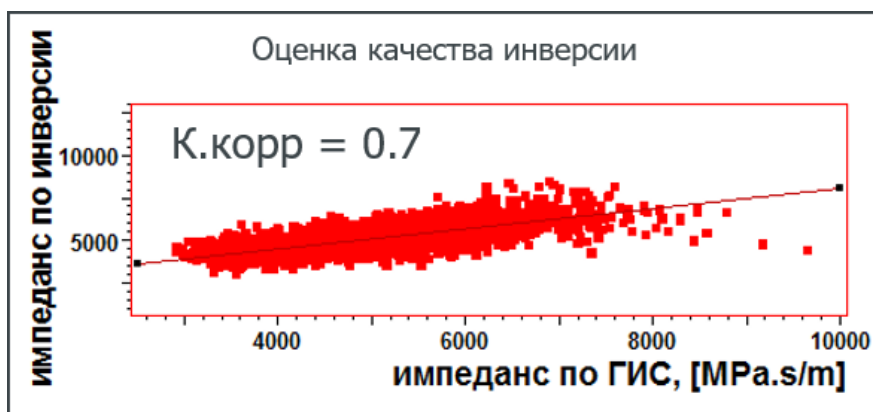
По полученным результатам была выполнена оценка качества, построены распределения посчитанной ошибки от свойств пород: глинистости, песчаности и пористости. На качественном и количественном уровнях проанализирована сходимость модельных и измеренных упругих кривых, таких как:  $V_p$ ,  $V_s$ , AI, GGKP,  $V_pV_s$ . Отсутствие значительных расхождений и высокие коэффициенты корреляции свидетельствуют о хорошем качестве петроупругой модели.



Результаты моделирования применяются на этапе увязки ГИС и сеймики и расчёте инверсии. Важными критериями для выполнения инверсии являются: разделение коллектор/неколлектор в поле упругих параметров и высокий коэффициент корреляции привязки сеймики к ГИС (составляет в среднем 0.7 по месторождению).

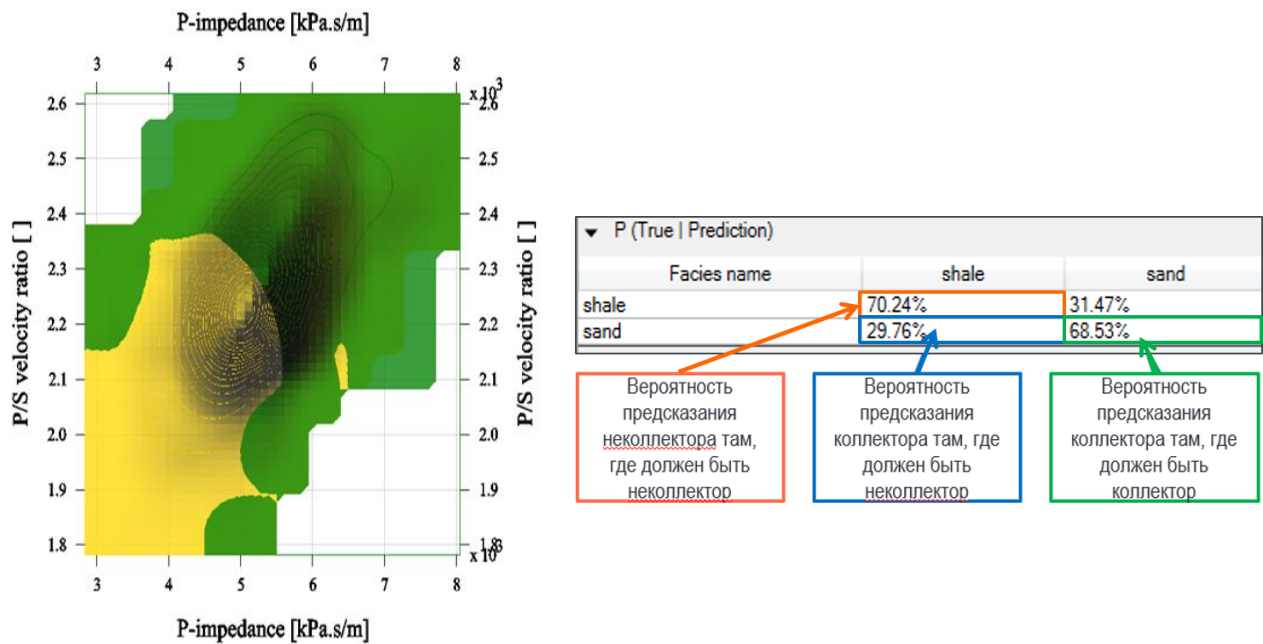


Следующим этапом выполнялась оценка качества, на этот раз в точках скважин анализировались данные акустического импеданса, полученного из сейсмических данных с акустическим импедансом, рассчитанным в результате петроупругого моделирования. В результате получена уверенная связь данных, которая позволяет выполнить объёмный прогноз свойств.



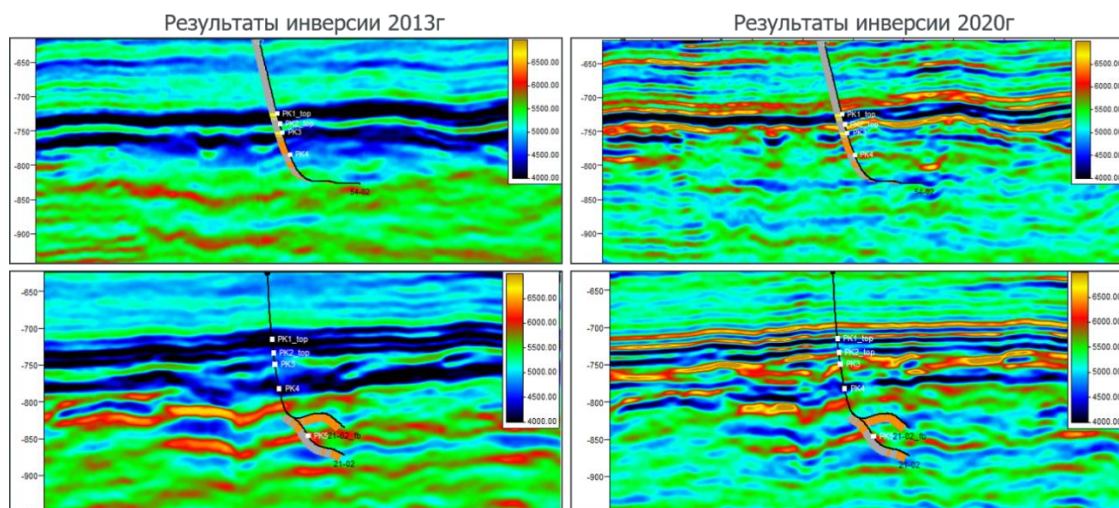
Прогноз коллекторских свойств выполнен в 3д объеме. Выбран способ вероятностной классификации литотипов - метод Байоса. Цель классификации заключается в выполнении прогноза свойств, на основе рассчитанных данных.





В результате строятся двумерные связи плотности данных по импедансу и соотношению  $V_p/V_s$  от литотипов, выделенных по результатам петрофизической интерпретации по характерным скважинам. Полученное правило классификации, в дальнейшем применяется к кубу акустической инверсии и кубу  $V_p/V_s$ . Вычисленная вероятность прогноза коллекторов составляет 68,53 %, а для неколлекторов — 70,24 %.

Детальность инверсии стала лучше при том, что амплитудный куб сейсмоки не изменялся т.е. обработка не выполнялась. Улучшение связано с увеличением объёма необходимых упругих кривых, полученных посредством петроупругого моделирования, которые в комплексе с увязкой сейсмической информации позволили построить более детальное распределение упругих свойств как в районе проведенных исследований, так и учесть их возможное распределение в межскважинном пространстве.



На Русском месторождении комплексирование всех имеющихся скважинных данных позволило повысить качество сейсмо-геологического прогноза и минимизировать риски при заложении скважин в районы с малой изученностью.

# ПЕРСПЕКТИВЫ ПОПОЛНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АЙ-ЯУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА СЧЕТ НОВОГО ОБЪЕКТА В НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ – ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В ПЛАСТЕ БС<sub>8</sub> САРМАНОВСКОГО РЕЗЕРВУАРА УСТЬ-БАЛЫКСКОЙ СВИТЫ

(ООО «ТННЦ»)

## Введение

Ай-Яунская площадь в административном отношении находится в пределах Сургутского и Нефтеюганского районов Ханты-Мансийского автономного округа. В настоящее время на территории этого ЛУ открыто одно нефтяное месторождение – Ай-Яунское, поставленное на Госбаланс в 1968 г в объеме 33,6 млн. т. На месторождении всего пробурено 5 скважин: 3 поисковых и 2 разведочных скважины. Скважины 13Р, 3П, 7Р пробурены до пластов ПК<sub>1-2</sub>, скв.1П – до пласта БС<sub>8</sub>, скв. 2П - до ДЮК. Почти все скважины, за исключением скв. 2П (2018 г), пробурены до 1968 г. Основной нефтеносный потенциал месторождения связан пока только с залежами пластов ПК<sub>1-2</sub> покурской свиты, официально поставленных на Госбаланс [1].

Долгое время территория Ай-Яунской площади не представляла интереса для активных геологоразведочных работ. Основная причина – это низкая рентабельность бурения поисково-разведочных скважин в современных экономических реалиях, из-за сложного развития коллекторов в пластах покурской свиты и высокой вязкости нефти.

На сегодняшний день ситуация несколько изменилась. В 2018 году по результатам бурения скв. 2П кроме пласта ПК<sub>1</sub> удалось установить нефтеносность пластов БВ<sub>6</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>2</sub>, из-за чего интерес к этой территории возобновился. В неокомском интервале разреза кроме доказанной нефтеносности отложений пласта БВ<sub>6</sub> мегионской свиты, интерес для поиска залежей УВ представляют отложения пласта БС<sub>8</sub> усть-балыкской свиты [2]. В настоящее время продуктивность этого пласта уже доказана на многих месторождениях юга ХМАО (ЮГРА) и севера Уватского района юга Тюменской области – Полуныхское, Сосновое, Тальцийское, Южно-Венихъярское и др. (Рис. 1)

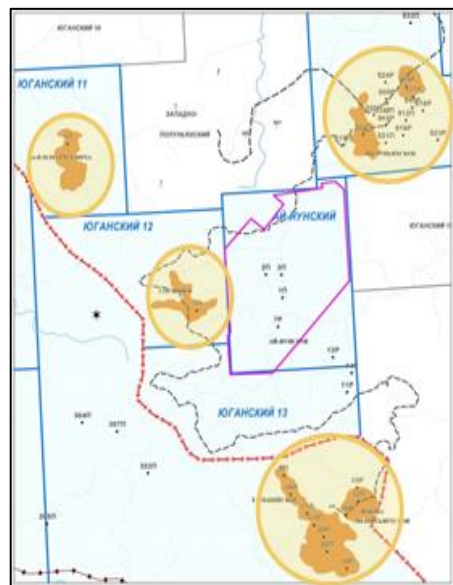


Рис. 5. Обзорная карта района работ

## Методика исследований

Для того чтобы в пределах Ай-Яунского месторождения вовлечь в разработку пропущенные потенциальные залежи УВ, на основе имеющегося скважинного материала (керна – 5 скв., ГИС – 15 скв.) и сейсмического материала МОГТ 3D, полученного в период 2017-2020 гг., был выделен перспективный объект – ловушка в пласте БС<sub>8</sub> усть-балыкской свиты, выполнена оценка ресурсного потенциала УВ этого объекта, даны рекомендации о перспективах его освоения.

Подготовка и оценка УВ-потенциала этого поискового объекта в неокомских отложениях усть-балыкской свиты выполнялась в несколько основных этапов:

1. Построение и изучение структурного каркаса сармановского резервуара в объеме пласта БС<sub>8</sub> усть-балыкской свиты (структурно-разломная модель, палеотектоника);
2. Прогноз внутреннего строения (коллекторов пласта БС<sub>8</sub>) сармановского резервуара на основе динамических характеристик сейсмического и ограниченного объема скважин;
3. Прогноз насыщения ловушки пласта БС<sub>8</sub> в районе Ай-Яунской структуры (анализ испытаний, анализ современной гипсометрии залегания потенциальной залежи УВ);
4. Оценка ресурсного потенциала отложений пласта БС<sub>8</sub> сармановского резервуара усть-балыкской свиты;
5. Выработка рекомендаций для заложения проектной скважины в границах Ай-Яунской структуры.



## Структурная модель сармановского резервуара (БС<sub>8-9</sub>)

Морфология современных структурных планов кровли и подошвы сармановского резервуара (пласты БС<sub>8-9</sub>) описывается двумя поверхностями вдоль ОГ НБС<sub>8</sub> и ОГ НБС<sub>10</sub> [4].

В интервале сармановского резервуара на территории Ай-Яунской площади выделяется (одноименное) поднятие, представляющее собой крупную брахиформную складку продольного изгиба субмеридионального простирания, у которой осевая часть и склоны осложнены сбросо- и взбросо-сдвиговыми деформациями (Рис. 2).

Размеры структуры в интервале неокомских отложений (сармановского резервуара) – 5,2х13,2 км, амплитуда поднятия в самой высокой точке составляет 45 м, в пределах северной и южной переклиналей не превышает 30-35 м.

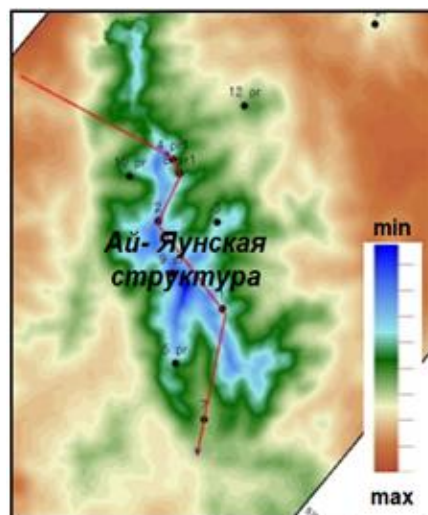


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта БС<sub>8</sub> (вдоль ОГ НБС<sub>8</sub>)

## Разломная модель сармановского резервуара (БС<sub>8-9</sub>)

Разломный каркас ловушки пласта БС<sub>8</sub> представляет собой сеть протяжённых разрывных нарушений субмеридионального простирания, осложняющих не только осевую часть, но и бортовые склоны Ай-Яунского поднятия. С позиций кинематики разломы идентифицируются как фрагменты горизонтального правостороннего сдвига, которые максимально проявились в интервале доюрского основания. Основными визуальными признаками являются: кулисообразное расположение серии оперяющих разломов, сопряженных с цепочками приразломных складок, наличие линейных впадин присдвигового растяжения.

Как правило, в волновом сейсмическом поле МОГТ 3D такие разломы идентифицируются как «цветковые» структуры [5], свидетельствующие о транстенсионном сдвиге, с элементами комбинированных сбросо- и взбросо-сдвигов. Таким образом, формирование небольших разломов, оперяющих склоны Ай-Яунской структуры обусловлено сбросовой и сдвиго-сбросовой природой. В то время как разломы осевой части связаны с динамикой роста и погружения отдельных склоновых частей самой структуры. Форма и простирание небольших линейных складок северо-восточного и северо-западного простираний, осложняющих склоны поднятия, обусловлены расположением, ориентировкой и кинематикой разломов (Рис. 3).

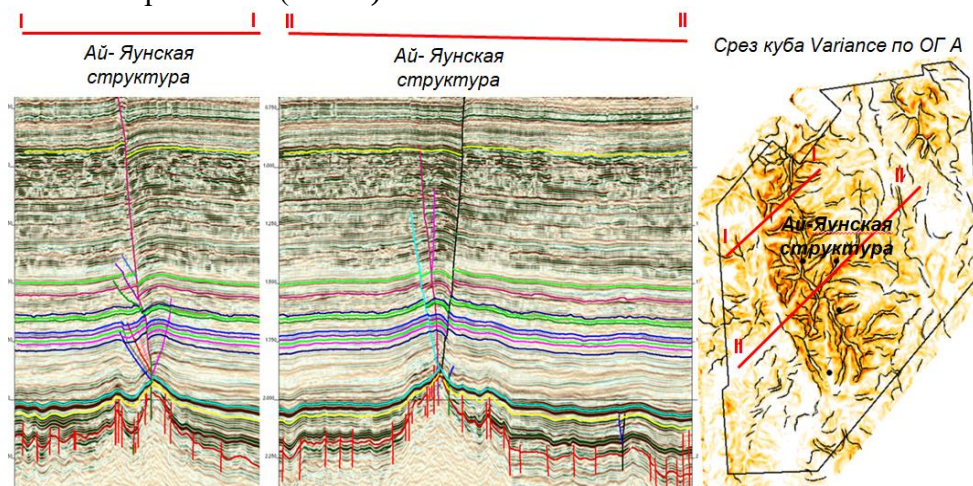


Рис. 3. Разломная модель нижней части осадочного чехла в районе Ай-Яунской структуры

### История тектонического развития сармановского резервуара в мезо-кайнозое

На момент начала накопления коллекторов сармановского резервуара (пласт БС<sub>9</sub>) район Ай-Яунской площади находился в пределах прибрежной части шельфа (Рис. 4). Рельеф дна был дифференцированным, центральную часть занимало Ай-Яунское поднятие, которое активно росло на протяжении валанжин-барремского времени. К началу апта на территории Ай-Яунской площади пласте БС<sub>8</sub> ловушка была уже сформирована, её амплитуда составляла около 36 м. за апт-альбское время ее амплитуда сильно выросла и составила почти 53 м.

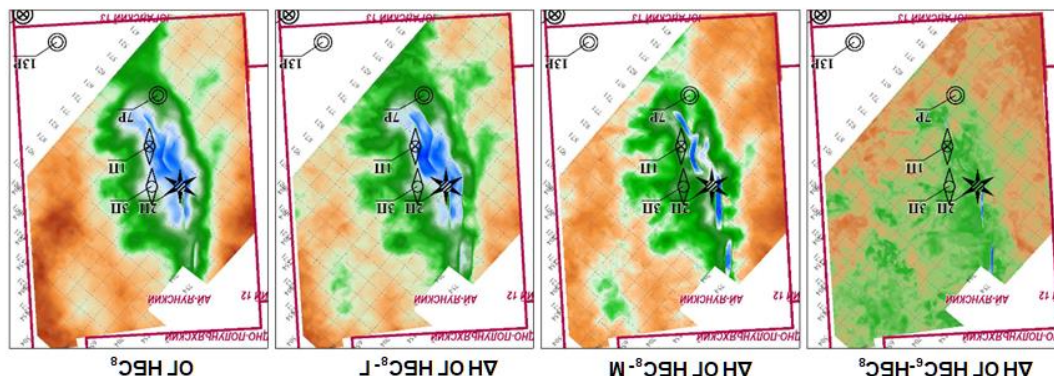


Рис. 4. История формирования структурной ловушки пласта БС<sub>8</sub>

С конца сеномана до палеогена (K<sub>1</sub>-Pg) структура находилась в тектоническом покое. Слабый рост поднятия компенсировался общим воздыманием территории. В неогеновое время территория Ай-Яунской площади находилась в зоне активизации неотектонических процессов. Из-за этого произошло переформирование структурного плана сармановского резервуара, амплитуда структуры сократилась почти на 20%, составив в современном плане 45 м – в районе скв. 1П, 35 м – в районе северной переклинали и 31 м – в районе южной переклинали.

### Сиквенс-стратиграфическое строение сармановского резервуара Ай-Яунской площади

Для корректной привязки геологических границ кровли и подошвы сармановского резервуара к отражающим горизонтам волнового поля и дальнейшего прогноза коллекторов по сейсмическим данным МОГТ 3D, стратификация разреза выполнена в рамках принципов секвентной стратиграфии. Выделение границ и объемов секвенций, и входящих в них системных трактов (ST), выполнено на основе генетической модели У. Галлоуэя [6], которая лучше всего отражает сейсмогеологическое строение резервуаров. На Ай-Яунской месторождении отложения пластов БС<sub>8-9</sub> усть-балыкской свиты составляют ундаформую часть сармановского резервуара. В тех случаях, когда разрез БС<sub>8</sub> представлен группой морских фаций, в строении секвенции выделяются: TST→HST→TST. В тех случаях, когда разрезе доминирует группа фаций прибрежной, дельтовой равнины (дельтовые каналы и т.д.) строение секвенции обычно выделяются: TST→LST→TST (Рис. 5).

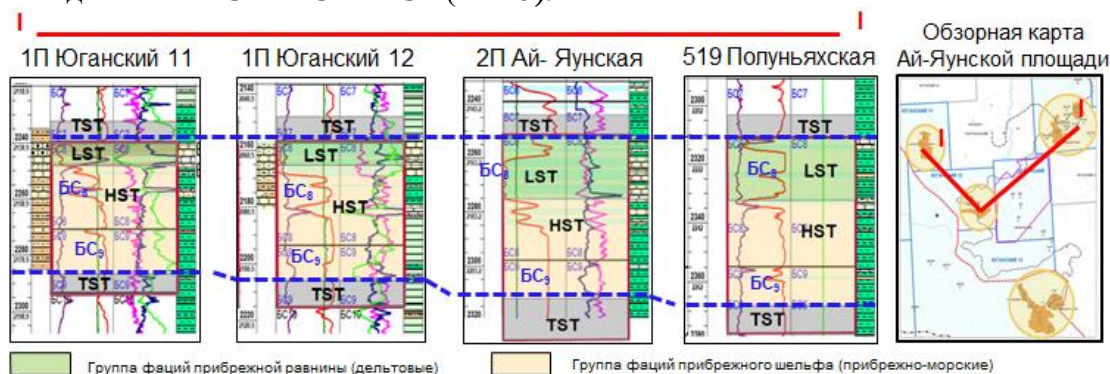


Рис. 5 Схема корреляции отложений пласта БС<sub>8</sub> усть-балыкской свиты  
Прогноз коллекторов сармановского резервуара по данным сейсмических материалов



В рамках ограниченного объёма данных бурения (1-2 скв.) прогноз коллекторов, как правило, выполняется по динамическим характеристикам волнового поля данных МОГТ 3D. Для этого обычно используется разный набор динамических атрибутов волнового поля [7].

При прогнозе коллекторов в зоне развития разрезов шельфовых и переходных фаций, чаще все используют амплитудные атрибуты (RMS), в комплексе с анализом общих толщин, сейсмофациями и спектральной декомпозицией [8]. На рис. 6 приведена серия атрибутов, которые использовались для прогноза коллекторов в пласте БС<sub>8</sub> на Ай-Яунской площади.

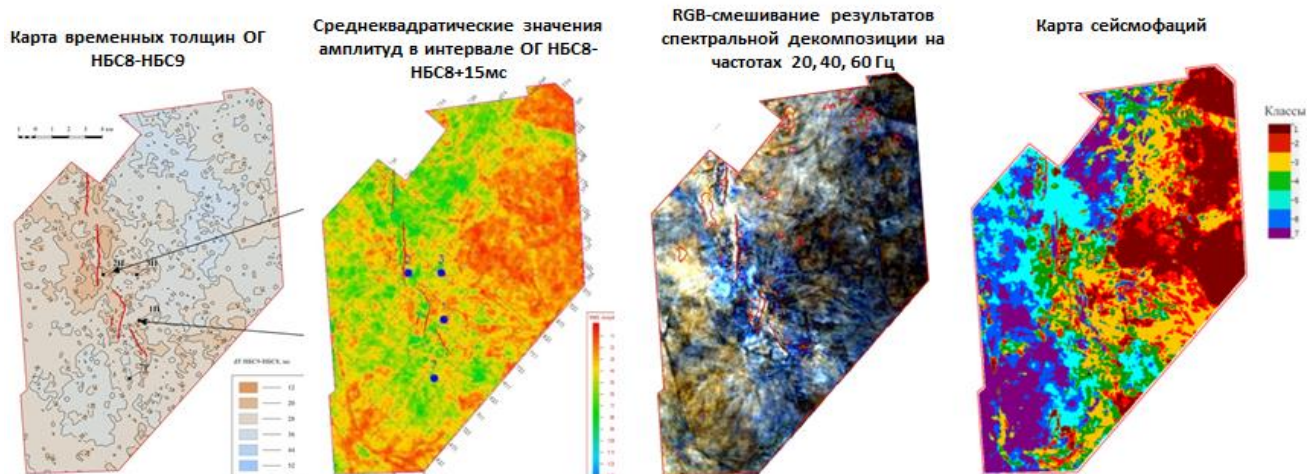


Рис. 6. Прогноз коллекторов по динамическим параметрам сейсмических данных МОГТ 3D

На основе динамической интерпретации сейсмических данных Ай-Яунская площадь разделена на зоны, которые между ОГ НБС<sub>8</sub> и ОГ НБС<sub>10</sub> характеризуются разными частотными и амплитудными аномалиями. Сопоставление этих аномалий с данными ГИС показало: минимальные значения амплитуд и частот соответствуют зонам разрезов с доминированием алеврито-песчаных отложений, в то время как максимальные амплитуды и частоты совпали с зонами потенциально заглинизированных разрезов. Таким образом, комплексный анализ динамических атрибутов позволил выделить в районе Ай-Яунской структуры зону развития коллекторов разной мощности.

#### Прогноз насыщения пласта БС<sub>8</sub> на Ай-Яунской площади

Наличие структурной ловушки (поднятия) и коллекторов (резервуара) не гарантирует на территории залежей углеводородов. Для решения этого вопроса относительно отложений пласта БС<sub>8</sub> проанализированы результаты испытаний в скважинах соседних площадей. На рис. 7 показан современный геологический разрез, где видно, что отложения пласта БС<sub>8</sub> на территории Ай-Яунской площади находятся в интервале потенциальной нефтеносности этих отложений.

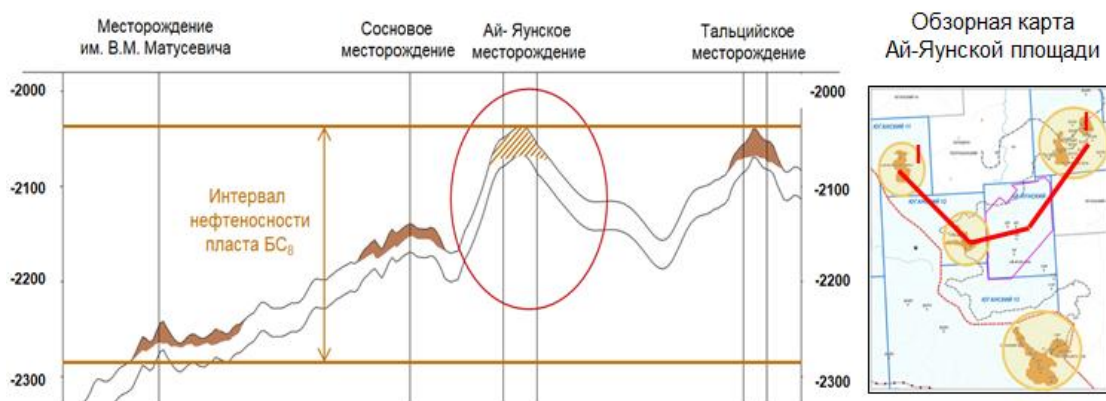


Рис. 7. Геологический разрез в интервале усть-балыкской свиты через Ай-Яунскую площадь

### Геолого-экономическая оценка ресурсного потенциала залежи пласта БС<sub>8</sub>

С целью получения прироста запасов нефти на Ай-Яунском месторождении было выполнено геолого-экономическое обоснование интервала неокомских отложений в объеме пласта БС<sub>8</sub> усть-балыкской свиты. По результатам работ ресурсный потенциал ловушки пласта БС<sub>8</sub> оценен в объеме – 2,1млн.т. (геолог.) и 0,5 млн. т. (извлек.) УВ (Таблица 1).

Таблица 1 Оценка ресурсного потенциала ловушки пласта БС<sub>8</sub> Ай-Яунской площади

| категория                      | Площадь, тыс.м <sup>2</sup> | Н <sub>эф<sup>нн</sup></sub> , м | К <sub>п</sub> , д.ед. | К <sub>н</sub> , д.ед. | r, г/см <sup>3</sup> | b, д.ед. | КИН, д.ед. | Запасы, тыс.т |       |
|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------|------------|---------------|-------|
|                                |                             |                                  |                        |                        |                      |          |            | геол.         | извл. |
| C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> | 5929                        | 3                                | 0,24                   | 0,63                   | 0,864                | 0,91     | 0,23       | 115           | 486   |

### Выводы

Повышение ресурсной базы нефтегазовых месторождений за счёт вовлечения в разработку залежей УВ, пропущенных на поисково-разведочной стадии ГРП, является актуальным для активов с небольшим ресурсным потенциалом и на тех месторождениях, где разработка залежей связана с трудно извлекаемыми запасами УВ. Например, к таким месторождениям относится Ай-Яунское, где до недавнего времени, основные перспективы нефтеносности связывались только с разработкой пластов ПК<sub>1-2</sub> покурской свиты, поэтому открытие в интервале пластов БС<sub>8-9</sub> усть-балыкской свиты залежи нефти, несомненно, положительно скажется на увеличении ресурсной базы месторождения и позволит прирастить его потенциал почти на 12 %.

В настоящее время пласт БС<sub>8</sub> усть-балыкской свиты в районе Ай-Яунского месторождения разбурен двумя поисковыми скважинами. По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D установлено, что резервуар имеет, по всей видимости, сложное блоковое строение. При условии открытия нефтяной залежи в пласте БС<sub>8</sub> Ай-Яунского поднятия, необходимо доизучить разломную модель этой структуры в интервале низов усть-балыкских отложений на предмет проницаемости и непроницаемости разрывных нарушений и гидродинамическую модель юрско-неокомского НГК.

Для того чтобы опосредовать интервал неокомских отложений и изучить ловушку Ай-Яунской структуры в рамках программы ГРП недропользователю было предложено сместить точку заложения проектной поисковой скважины в границы ловушки пласта БС<sub>8</sub>. Анализ технико-экономических показателей показал, учитывая статус скважины – поисковая, стоимость её бурения не измениться.

### Список литературы

1. Лазарь Е.Л., Мальцева О.В., Маклаков Е.А., «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Ай-Яунского месторождения по пласту ПК<sub>1</sub><sup>1</sup>». Тюмень. –2020.
2. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений) // Новосибирск. СНИГГиМС. –2003.
3. Бородин В.Н., Дещеня Н.П., Нестеров И.И., Пеняшин П.В., Каримова Н.А. Стратиграфокорреляционная основа построения региональной сейсмогеологической модели неокомских шельфовых и клиноформенных отложений севера Западной Сибири // геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -№4. -2003.
4. Ершов С.В., Бкреева Г.Ф., Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование геологического строения клиноформенного комплекса неокома северных и арктических районов Западной Сибири // Геология геофизика. –т.50. -№9. -2009. –С.1035-1048.
5. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. №3. С. 32-40.
6. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа // Итоги науки и техники. Сер. Месторождения ПИ, Т13, 1985, -200 с.
7. Пухарев В.А. и др. Применение классификационных алгоритмов при седиментологическом моделировании // Геология и геофизика. -№1-2, -2012. –С.55-59.

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ И ТЕКУЩЕЙ НАСЫЩЕННОСТИ

*Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук»*

## Введение

Информационное обеспечение разработки нефтяных месторождений различными видами исследований позволяет получить информацию о строении и свойствах пластов. Дальнейший анализ всей совокупности имеющихся данных часто меняет представление о геологическом строении разрабатываемых пластов. Это приводит к необходимости уточнения как начальных, так и текущих запасов нефти. В большинстве случаев для подсчета текущих запасов нефти применяется результаты интерпретации геофизических исследований, которые способны определить текущую насыщенность и эффективную нефтенасыщенную толщину в непосредственной близости от исследуемой скважины. Этой информации часто недостаточно для корректной оценки текущих запасов нефти.

Данная работа направлена на разработку подхода для привлечения информации от других видов исследований для того, чтобы более точно определять текущую насыщенность в околоскважинном пространстве на расстоянии, намного большем, чем это позволяют геофизические исследования. Известно, что гидродинамические исследования (ГДИ) скважин позволяют достаточно успешно изучать особенности строения пласта [1-2], а также свойства коллектора на больших расстояниях от исследуемых скважин в зависимости, например, от длительности исследований при применении метода восстановления давления. А гидродинамические исследования методом гидропрослушивания способны извлекать информацию о пласте (пусть и осредненную) на всем межскважинном пространстве между возмущающей и реагирующей скважинами. Поэтому в этой работе произведена попытка рассмотреть возможность использования материалов гидродинамических исследований при подсчете текущих запасов нефти, а именно для оценки текущей насыщенности и эффективной толщины.

## 1. Решение задачи об определении эффективной толщины и текущей насыщенности по результатам гидродинамических исследований

Для случая двухфазной фильтрации слабосжимаемых нефти и воды в упругом пласте параметры гидропроводность и пьезопроводность, которые определены при интерпретации ГДИ методом гидропрослушивания, обозначим, соответственно,  $\varepsilon_f$  и  $\chi_f$ . Приведем выражения для двух расчетных параметров гидропроводности  $\varepsilon_c$  и пьезопроводности  $\chi_c$ :

$$\varepsilon_c = kh \left( \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S)}{\mu_w} \right), \quad (1)$$

$$\chi_c = \frac{k}{mc_t(S)} \left( \frac{k_{ro}(S)}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S)}{\mu_w} \right) = \frac{\varepsilon_f}{mh c_t(S)}, \quad (2)$$

где  $k$  – абсолютная проницаемость пласта,  $h$  – эффективная толщина пласта,  $k_{ro}$  и  $k_{rw}$  – относительные фазовые проницаемости (ОФП) по нефти и воде соответственно,  $S$  – текущая водонасыщенность,  $\mu_o$  и  $\mu_w$  – динамические вязкости нефти и воды соответственно,  $m$  – открытая пористость пласта,  $c_t$  – полная сжимаемость системы пласт-флюид. Относительные фазовые проницаемости по нефти  $k_{ro}$  и воде  $k_{rw}$  являются функциями водонасыщенности  $S$  и определяются по исследованиям керна.

Сформулируем обратную задачу по определению эффективной толщины  $h$  и текущей водонасыщенности  $S$  с учетом известных гидропроводности и пьезопроводности, определенных по (1) и (2):

$$\begin{cases} F_0(h, S) = \left( \frac{\varepsilon_c(h, S) - \varepsilon_f}{\varepsilon_f} \right)^2 \rightarrow \min \\ G_0(h, S) = \left( \frac{\chi_c(h, S) - \chi_f}{\chi_f} \right)^2 \rightarrow \min \end{cases} \quad (3)$$

При этом открытая пористость известна по результатам геофизических исследований, а абсолютная проницаемость известна по результатам интерпретации ГДИ методом восстановления давления для возмущающей и реагирующей скважин.

Задача (3) эквивалентна задаче нахождения значений  $h$  и  $S$ , при которых градиенты функций  $F_0$  и  $G_0$  равны нулю:

$$\begin{cases} F(h, S) \equiv \text{grad}(F_0(h, S)) = 0, h \in [h_{\min}, h_{\max}], S \in [S_{\min}, S_{\max}] \\ G(h, S) \equiv \text{grad}(G_0(h, S)) = 0 \end{cases} \quad (4)$$

Для выражения (4) используем метод Ньютона:

$$h_{n+1} = h_n + \frac{F'_S(h_n, S_n)G(h_n, S_n) - F(h_n, S_n)G'_S(h_n, S_n)}{J(h_n, S_n)}, \quad (5)$$

$$S_{n+1} = S_n + \frac{G'_h(h_n, S_n)F(h_n, S_n) - G(h_n, S_n)F'_h(h_n, S_n)}{J(h_n, S_n)}, \quad (6)$$

где  $n$  – номер итерации, верхний штрих при множителях обозначает производную по неизвестной, приведенной в подстрочном знаке,  $J(h_n, S_n)$  – якобиан вида:

$$J(h_n, S_n) = \begin{vmatrix} \frac{\partial F(h_n, S_n)}{\partial h} & \frac{\partial F(h_n, S_n)}{\partial S} \\ \frac{\partial G(h_n, S_n)}{\partial h} & \frac{\partial G(h_n, S_n)}{\partial S} \end{vmatrix}.$$

Таким образом, параметры  $h$  и  $S$  определяются по итерационному процессу (5) и (6) до достижения заданного минимального приращения этих неизвестных параметров за одну итерацию.

## 2. Оценка эффективной толщины и текущей насыщенности

Для анализа возможности использования материалов гидродинамических исследований для оценки текущей насыщенности и эффективной толщины и при подсчете текущих запасов был проведен численный эксперимент в симуляторе Rubis компании Kappa Engineering [3], с помощью которого были смоделированы материалы гидродинамических исследований.

В эксперименте участвовало 2 вертикальные скважины – добывающая и нагнетательная, расстояния между которыми составило 300 м. Модель однослойная с 25x25x1 глобальными ячейками сетки с локальным измельчением вокруг скважин. Коллектор терригенный. Залежь ограничена со всех сторон, законтурной воды нет. Свойства в межскважинном пространстве определялись с помощью линейной интерполяции. Расчет проведен без учета капиллярного давления.

Кривые восстановления и падения давления и кривые реагирования при гидропрослушивании были смоделированы для разных периодов разработки, которые характеризовались разными значениями обводненности продукции добывающей скважины, а именно 0%, 50% и 75%. Для примера на рис. 1 показано распределение насыщенности нефти в период разработки, соответствующее обводненности продукции добывающей скважины 50%.

Обработка материалов гидродинамических исследований, КВД, КПД и кривых реагирования при гидропрослушивании, проведена с применением метода наилучшего совмещения в другом модуле от компании Kappa Engineering, программе Saphir [3].



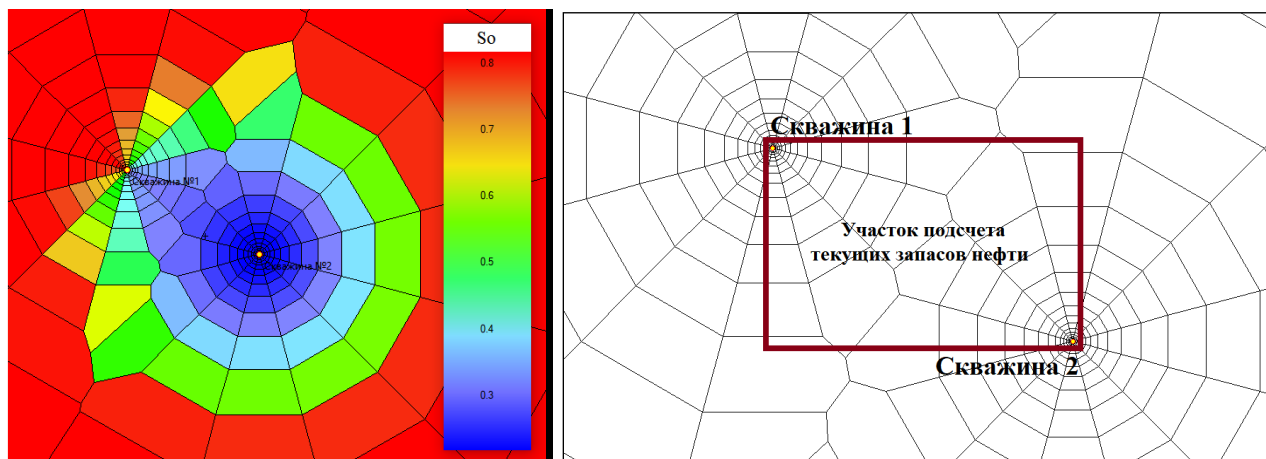


Рис. 1. Распределение нефтенасыщенности в период разработки, соответствующий обводненности продукции добывающей скважины 50%

С помощью численного моделирования были смоделированы КВД для добывающей скважины 1 и КПД для нагнетательной скважины 2. Материалы гидродинамических исследований методом гидропрослушивания (кривая реагирования) были рассчитаны с учетом того, что скважина 1 является возмущающей скважиной, а скважина 2 – реагирующей. Все смоделированные кривые были обработаны методом наилучшего совмещения с использованием модели однородного бесконечного пласта. На рис. 2-3 показаны соответственно примеры реализации метода наилучшего совмещения для кривых восстановления давления (для скважины 1) и кривых реагирования для разных значений обводненности. Под фактическими кривыми на рис. 2 и 3 понимаются кривые, полученные с помощью решения прямой задачи в симуляторе Rubis. Результаты обработки КВД, КПД и кривых реагирования методом наилучшего совмещения представлены в табл. 1.

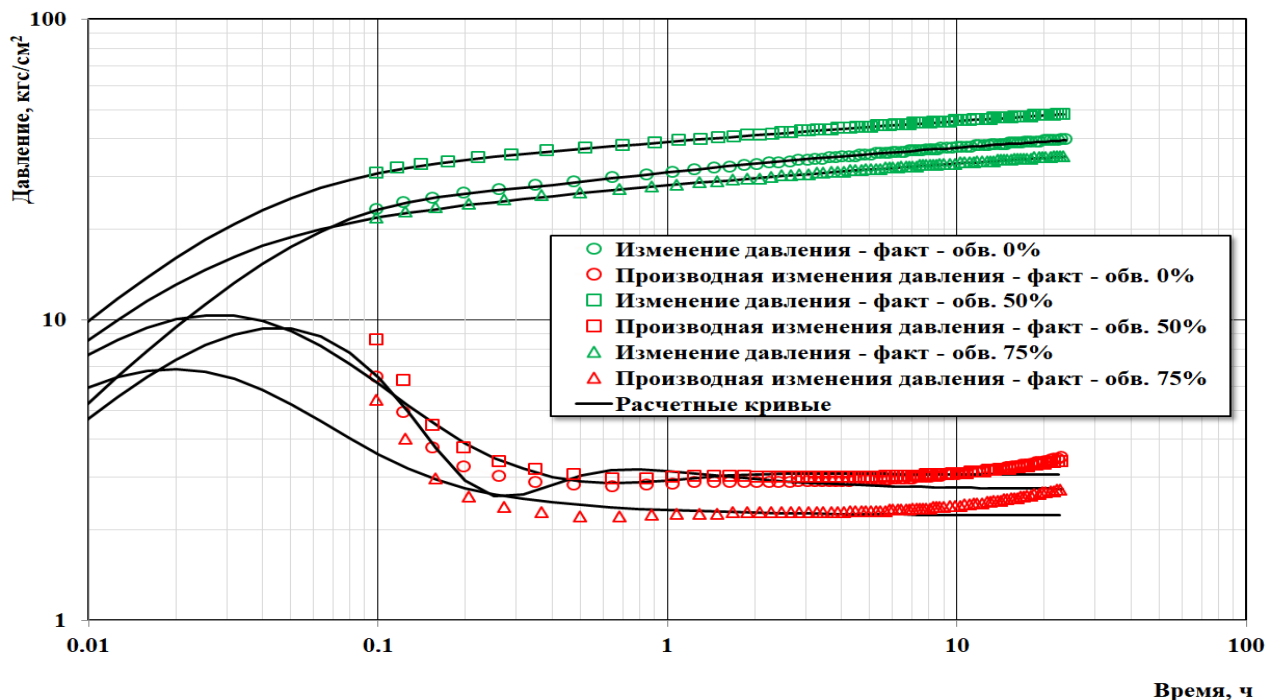


Рис. 2. Диагностические графики Бурде [4]. Метод наилучшего совмещения. КВД. Сква. 1

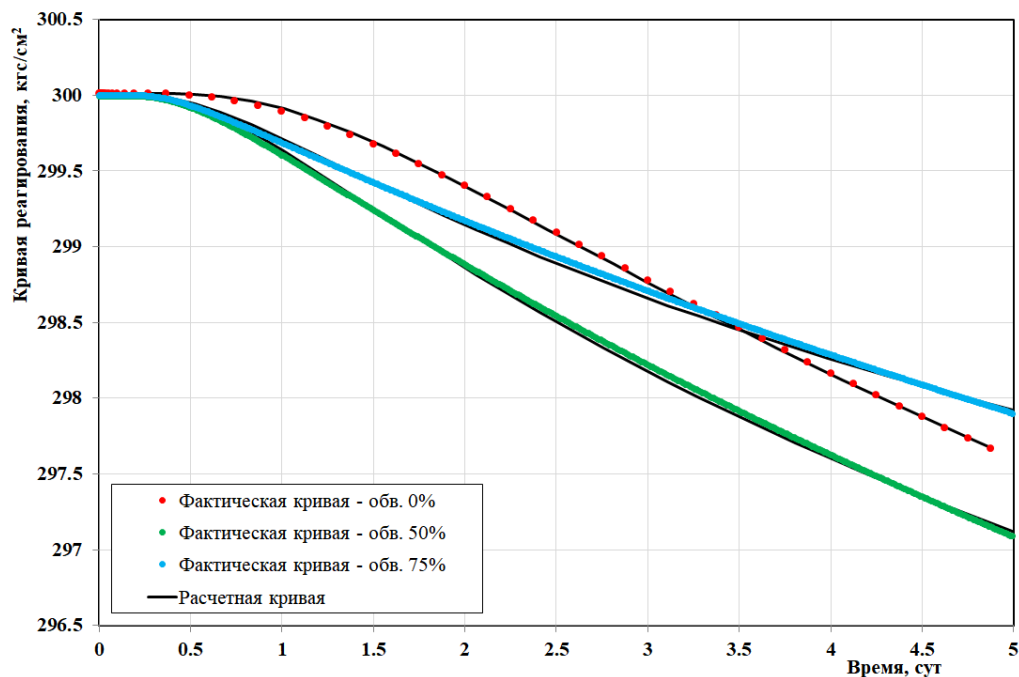


Рис. 3. Метод наилучшего совмещения. Кривые реагирования

Табл. 1

Результаты интерпретации ГДИ методом наилучшего совмещения

| №№ исследуемых скважин | Вид исследований   | Обводненность, % | Эффективная толщина, м | Фазовая проницаемость по нефти, $10^{-3} \text{мкм}^2$ | Фазовая проницаемость по воде, $10^{-3} \text{мкм}^2$ | Абсолютная проницаемость, $10^{-3} \text{мкм}^2$ | Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$ | Пьезопроводность, $\text{см}^2 \cdot \text{с}$ |
|------------------------|--------------------|------------------|------------------------|--------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 1                      | КВД                | 0                | 10                     | 91.2                                                   | 0.0                                                   | 91.2                                             |                                                                              |                                                |
|                        | КВД                | 50               | 10                     | 34.4                                                   | 12.0                                                  | 115.8                                            |                                                                              |                                                |
|                        | КВД                | 75               | 10                     | 18.1                                                   | 18.9                                                  | 108.2                                            |                                                                              |                                                |
| 2                      | КПД                | 0                | 5                      |                                                        | 17.2                                                  | 34.4                                             |                                                                              |                                                |
|                        | КПД                | 50               | 5                      |                                                        | 19.8                                                  | 39.6                                             |                                                                              |                                                |
|                        | КПД                | 75               | 5                      |                                                        | 20.7                                                  | 41.4                                             |                                                                              |                                                |
| 1 → 2                  | Гидропрослушивание | 0                | 7.5                    |                                                        |                                                       |                                                  | 71.6                                                                         | 1102                                           |
|                        | Гидропрослушивание | 50               | 7.5                    |                                                        |                                                       |                                                  | 104.3                                                                        | 2002                                           |
|                        | Гидропрослушивание | 75               | 7.5                    |                                                        |                                                       |                                                  | 215.4                                                                        | 2799                                           |

По результатам обработки кривых реагирования, полученных при гидропрослушивании, были рассчитаны текущая водонасыщенность и эффективная толщина, которые представлены в табл. 2. При этом абсолютные проницаемости были определены как среднеарифметические значения проницаемостей, определенных по результатам обработки материалов ГДИ методом восстановления давления возмущающей и реагирующей скважин (то есть КВД и КПД). Относительные фазовые проницаемости по нефти и воде и полная сжимаемость являются известными функциями насыщенности. Изменение абсолютной проницаемости в табл. 2 обусловлено погрешностью метода.

Табл. 2. Расчетные параметры для определения текущей насыщенности и эффективной толщины

| Обводненность, % | Абсолютная проницаемость, $10^{-3} \text{мкм}^2$ | Относительная фазовая проницаемость по нефти, $10^{-3} \text{мкм}^2$ | Относительная фазовая проницаемость по воде, $10^{-3} \text{мкм}^2$ | Полная сжимаемость, $\text{см}^2 / \text{кгс}$ | Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{мПа} \cdot \text{с}$ | Пьезопроводность, $\text{см}^2 \cdot \text{с}$ | Эффективная толщина, м | Sw по результатам гидропрослушивания, д.ед. | Sw по результатам моделирования, д.ед. |
|------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------------|
| 0                | 62.8                                             | 1.000                                                                | 0.000                                                               | 5.30E-04                                       | 71.6                                                                         | 859                                            | 9.2                    | 0.200                                       | 0.220                                  |
| 50               | 77.7                                             | 0.038                                                                | 0.325                                                               | 2.47E-04                                       | 90.3                                                                         | 2129                                           | 10.0                   | 0.683                                       | 0.720                                  |
| 75               | 74.8                                             | 0.006                                                                | 0.428                                                               | 2.05E-04                                       | 110.5                                                                        | 3137                                           | 10.0                   | 0.755                                       | 0.780                                  |

В табл. 2 приведены средневзвешенные значения водонасыщенности (0.22, 0.72, 0.78 д.ед.), которые были оценены по картам водонасыщенности для обводненностей 0%, 50% и

75%. Эти значения средневзвешенной водонасыщенности приведены для сравнения со значениями текущей насыщенности, которые были извлечены из материалов гидродинамических исследований.

Разберем пошагово, как далее определялись текущая водонасыщенность и эффективная толщина (табл. 2).

1. Абсолютная проницаемость определена как средняя арифметическая (по результатам обработки КВД и КПД) методом наилучшего совмещения для каждого значения обводненности.
2. Гидропроводность и пьезопроводность определены двумя разными способами.
3. Первым способом эти значения получены согласно обработке методом наилучшего совмещения кривых реагирования при гидропрослушивании и приведены в табл. 1
4. Вторым способом эти значения получены по формулам (1) и (2) с учетом рассчитанной абсолютной проницаемости (см. пункт 1) и условия минимизации ошибки между определенными двумя разными способами гидропроводностями и пьезопроводностями для каждого значения обводненности.
5. Минимизация ошибки между определенными двумя разными способами гидропроводностями и пьезопроводностями произведена с помощью подбора значений толщины пласта и текущей насыщенности. Так были определены эти параметры.

Из табл. 2 видно, что текущая водонасыщенность мало отличается от средневзвешенных значений водонасыщенности, которые были оценены по картам водонасыщенности. Определенная толщина пласта мало отличается от толщины, которая была принята при численном моделировании. Таким образом, точность определения искомых параметров оказалась достаточно высокой и приемлемой для дальнейшего практического применения данного подхода, например, для подсчета текущих запасов нефти объемным методом [5].

### **Заключение**

В работе показано, что результаты ГДИ могут быть использованы для оценки эффективной толщины и текущей насыщенности, а значит и для уточнения текущих запасов нефти. Предложен способ оценки этих параметров путем определения гидропроводности и пьезопроводности двумя разными способами. При тестировании данного подхода получено хорошее совпадение определенных при моделировании и рассчитанных при интерпретации ГДИ значений текущей водонасыщенности и эффективной толщины.

Публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН - проведение фундаментальных научных исследований по теме № 0580-2021-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчета остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов».

### **Литература**

1. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. – 200 с.
2. Роберт Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 512 с.
3. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere. Dynamic Data Analysis. V 5.12. Kappa Engineering, 2017. - 743 p.
4. Bourdet D. Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models. Amsterdam: Elsevier, 2002. - 436 p.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна и Г.Г. Яценко. М.-Тверь: 2003. - 259 с.

# СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГЛУБОКОВОДНЫХ ОСАДОЧНЫХ СИСТЕМ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ "Х" КАК ОСНОВА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

ООО "Уфимский Научно-Технический Центр", г. Уфа

## Введение

Месторождение "Х" расположено в центральной части Западной Сибири, в Фроловской нефтегазоносной области. В тектоническом плане территория исследований приурочена к Тундринской котловине Фроловской мегападины. Согласно решению 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, территория относится к Приобско-Надымскому фациальному району берриас-аптских отложений нижнего мела. Отложения относятся к нижней подсвите черкашинской свиты нижнего готерива ( $K_1g$ ). [1]

Исследуемые пласты глубоководного генезиса и представляют собой пелагические илы и турбидитовые алеврито-песчаные отложения, которые в условиях лавинной седиментации в нижнем мелу могли образовывать значительные литологические ловушки.

С целью детальной дифференциации обстановок осадконакопления в разбуренных зонах и прогноза развития турбидитных систем в неохваченных бурением областях, проведен комплексный анализ керна, кривых ГИС скважин, данных СРР МОГТ 3Д по группе пластов  $AC_{10}$ - $AC_{12}$ .

## Этапы создания седиментологической модели

Пласты  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$ ,  $AC_{10}^{1-3}$ ,  $AC_{10}^4$ ,  $AC_{11}^1$ ,  $AC_{12}^1$ ,  $AC_{12}^{3-5}$  относятся к пимскому клиноциклиту и, в пределах территории исследований, находятся в дистальной части клиноциклита (фондоформа). Это подтверждается структурными картами, построенными на кровлю пласта. (Рис. 1)

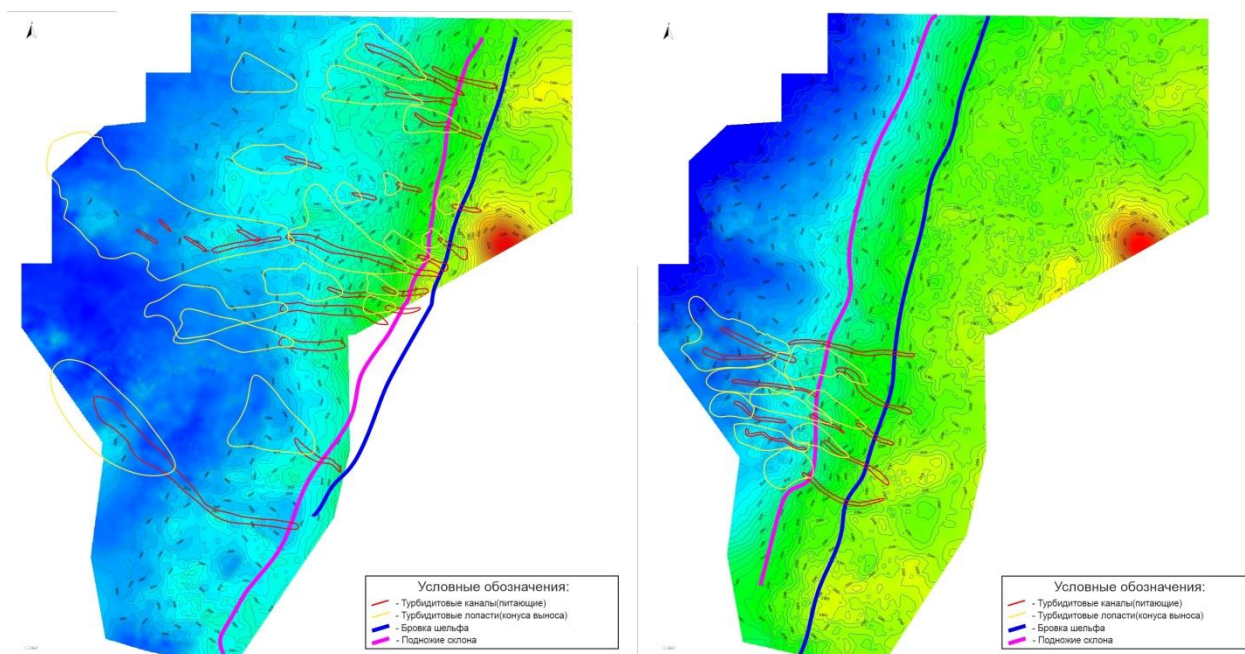


Рис. 1. Структурные карты по кровле пласта  $AC_{12}^{3-5}$  (а) и  $AC_{10}^1$  (б) с нанесенными элементами палеогеоморфологического строения и фациальных зон, полученных по погоризонтным срезам куба спектральной декомпозиции.



Фондоформа является относительно погруженным участком дна бассейна осадконакопления и характеризуется глубоководными условиями. Здесь могут быть встречены такие фации, как дно бассейна (пелагические илы), контуриты (пески глубоководных течений), турбидитовые лопасти (конуса выноса мутьевых потоков), турбидитовые распределительные каналы, прирусловые (околоканальные) валы, отложения межлопастных площадей. Со стороны суши к фондоформе причленяется ортоформа, представляющая собой аккумулятивный склон, где могут быть встречены фации каньонов (питающие каналы турбидитов), подводных оползней, верхнего веера склона и, собственно сами, склоновые фации.

По результатам седиментологического анализа керна 22 скважин был создан набор из семи типовых фаций: турбидитового канала, прируслового вала, проксимальной, средней и дистальной частей турбидитовых лопастей, дна бассейна и склона. Также проведено исследование по выявлению различия фильтрационно-емкостных свойств в разных частях турбидитной лопасти.

Фации, выделенные по керну, сопоставлялись с кривыми ГИС скважин. На их основе были созданы эталонный набор кривых ГК и ПС, искусственные сигнатурные сигналы кривых ГИС каждой фации для инструмента распознавания фаций на основе машинного обучения. (Рис. 2)

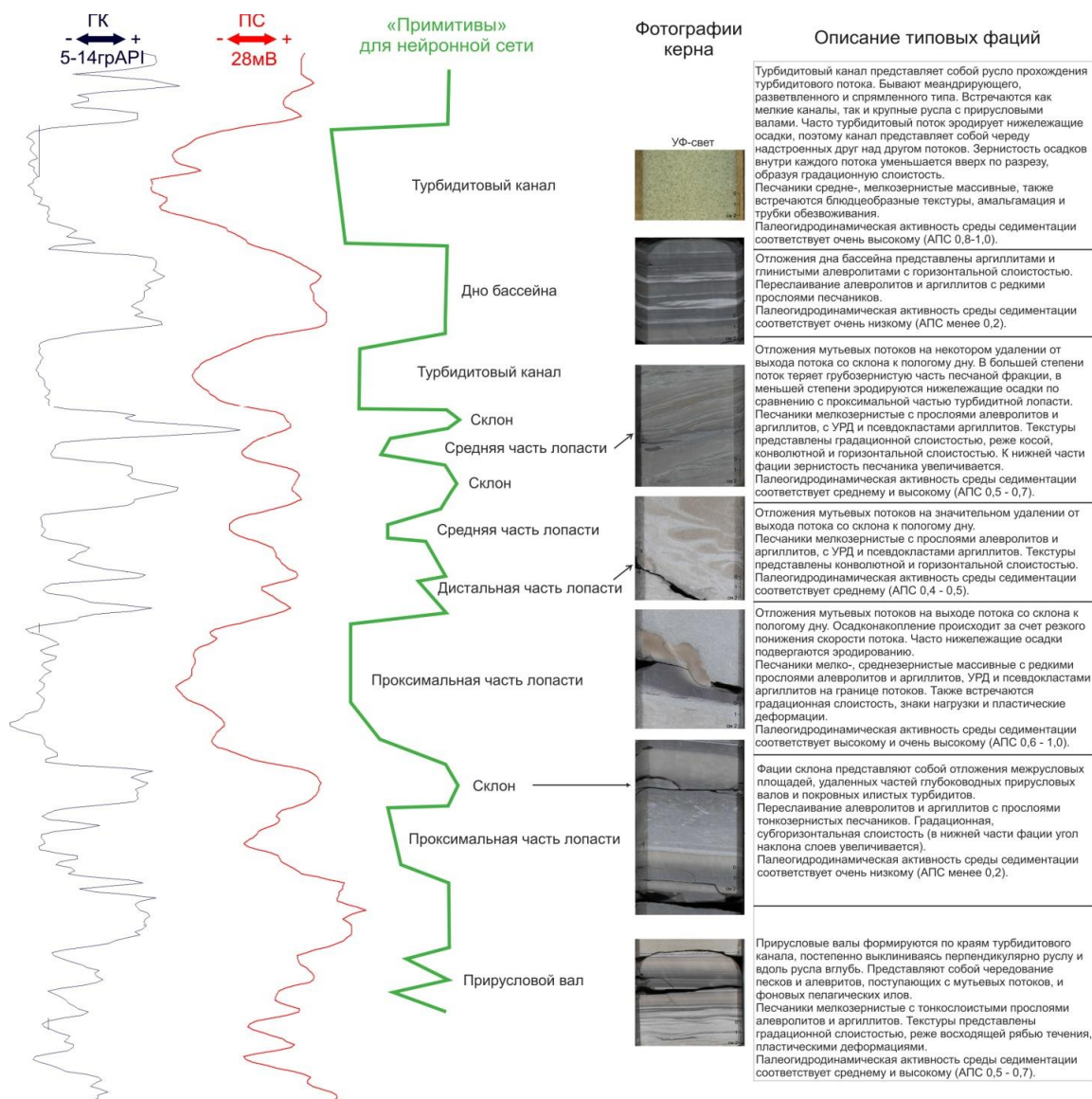


Рис. 2. Кривые ГИС, искусственные сигнатуры и фотографии керна по типовым фациям.

Далее были проанализированы ГИС более 1100 скважин как вручную, так и модулем автоматического распознавания электрофаций. [2]

Для идентификации и геометризации конусов выноса мутьевых потоков (турбидитных лопастей), питающих и распределительных турбидитовых каналов и элементов морфологии морского дна (подножие склона, бровка шельфа, подводные каньоны) были проанализированы карты классификации сейсмических трасс, погоризонтные срезы по кубу спектральной декомпозиции и по кубу амплитуд. Наиболее наглядные результаты были получены по срезам RGB-смешивания, где четко идентифицируются палеогеоморфологические элементы аккумулятивного склона, также по ним можно проследить проградацию склона в западном направлении. На иллюстрациях выделены элементы склона на начало формирования пласта. (Рис. 3, 4, 5)

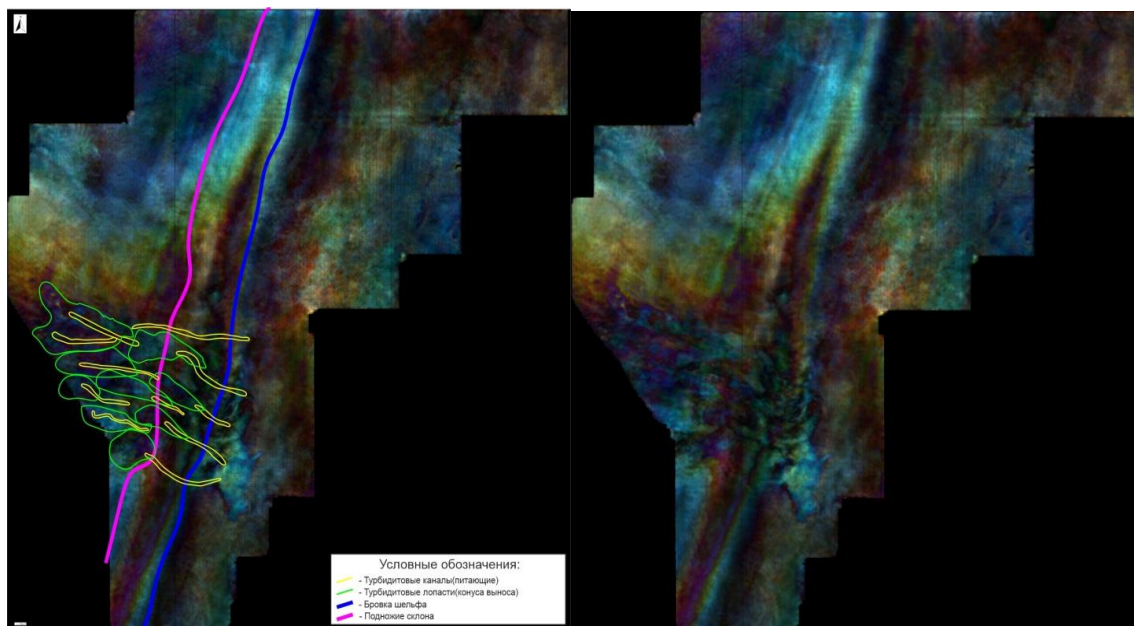


Рис. 3. Погоризонтный срез куба спектральной декомпозиции по пласту  $AC10_0^1$  с нанесенными элементами палеогеоморфологического строения и фациальных зон.

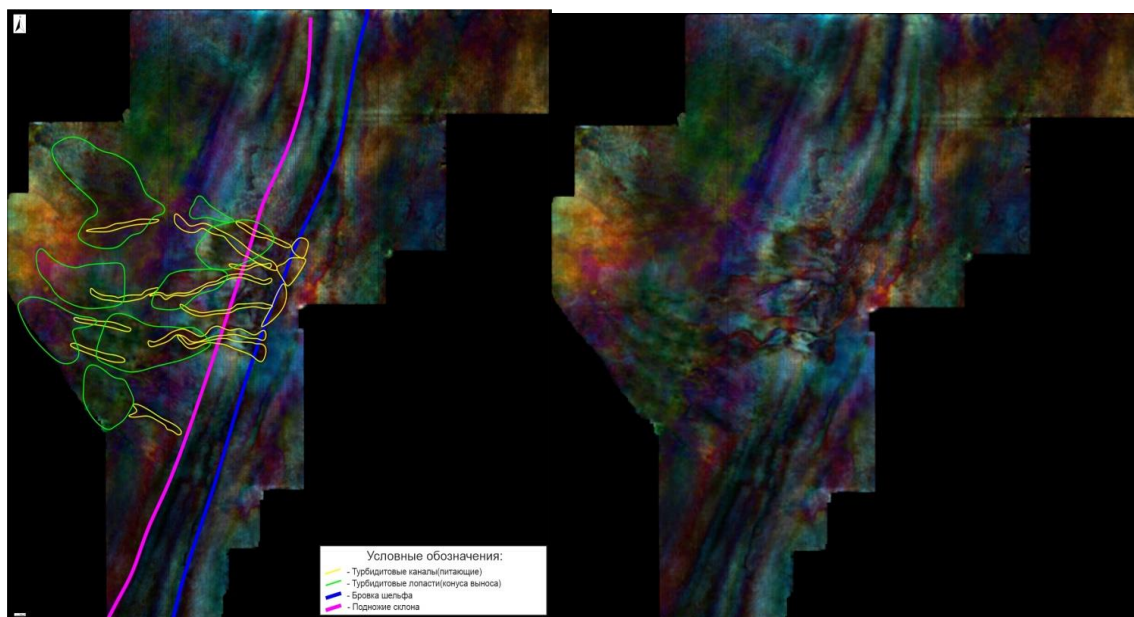


Рис. 4. Погоризонтный срез куба спектральной декомпозиции по пласту  $AC10_1^{1-3}$  с нанесенными элементами палеогеоморфологического строения и фациальных зон.

Данные 3Д сейсморазведки анализировались в комплексе с полученной фациальной интерпретацией керна и электрометрических кривых ГИС, в результате чего выявлено неоднородное геологическое строение пластов глубоководного генезиса. На рисунке 5 приведена небольшая область на севере изучаемой территории, в пределах которой на одном пласте выделяется 4 разновозрастные зоны формирования турбидитовых отложений.

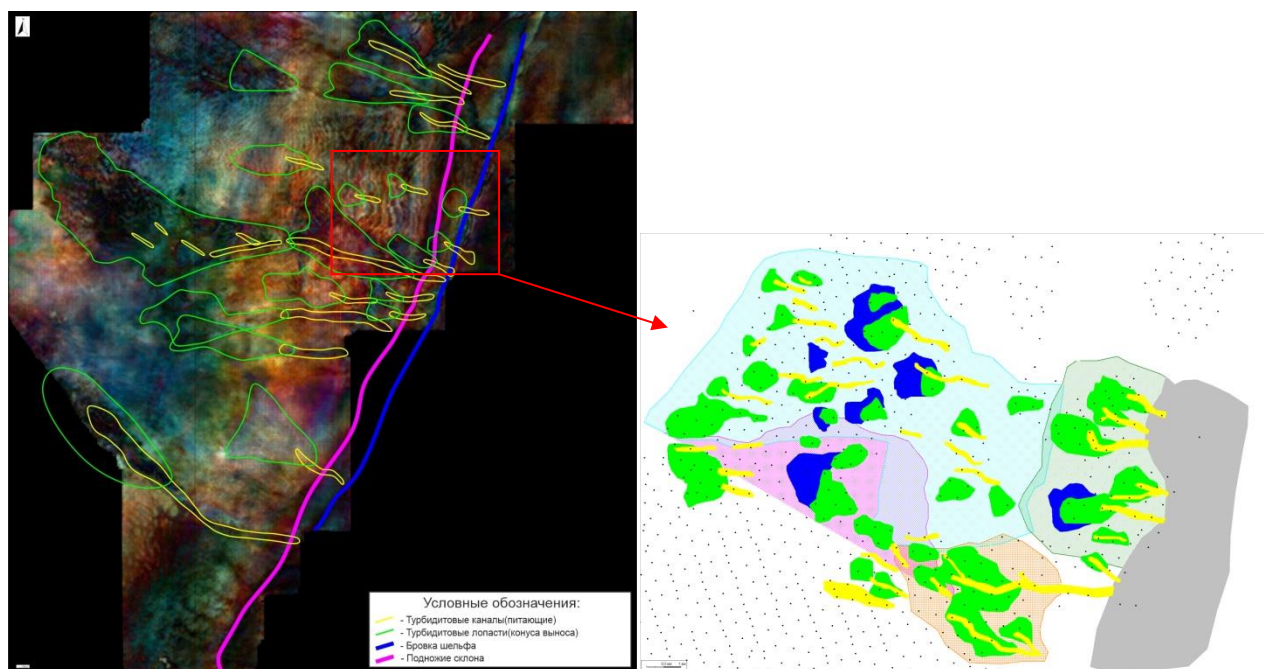


Рис. 5. Погоризонтный срез куба спектральной декомпозиции по пласту  $AC_{12}^{3-5}$  с нанесенными элементами палеогеоморфологического строения и фациальных зон с детализированной фациальной схемой.

### Заключение

По результатам комплексных исследований керна, кривых ГИС и данных интерпретации 3Д сейсморазведки разработана седиментологическая модель группы пластов  $AC_{10}$ - $AC_{12}$ , удалось создать алгоритм распознавания электрофаций глубоководных обстановок осадконакопления машинными методами обучения, который можно применять на других месторождениях Западной Сибири, в которых развита ачимовская толща. Также данные седиментологической модели хорошо согласуются с результатами анализа механизмов фильтрации флюидов системы разработки целевых пластов.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность за ценные консультации и помощь в проделанной работе Емченко О.В., Лапицкому Д.Р., Зиганбаеву А.Х., Салимгареевой Э.М., Мухамедьянову Ф.Ф., Муллагалину И.З., Халимоновой Г.К.

### Список литературы

1. Решение 6-ого межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, г. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
2. Шиманский В.В., Н.В. Танинская, Н.Н. Колпенская, И.С. Низяева, Н.Я. Васильев "Седиментационное моделирование при прогнозе и поисках неструктурных ловушек", 2016, "Геология нефти и газа".



## РАСПОЗНАВАНИЕ ЭЛЕКТРОФАЦИЙ ГЛУБОКОВОДНЫХ ОСАДОЧНЫХ СИСТЕМ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

ООО "Уфимский научно-технический центр", г. Уфа  
ООО "НГТ-Информационные технологии", г. Уфа

### **Введение**

В настоящее время на разбуренных площадях с большим фондом скважин есть необходимость в детализации геологической, в частности, седиментологической модели с целью оптимизации системы разработки. При этом фациальный анализ электрометрических кривых ГИС фонда скважин, исчисляемого тысячами скважин, довольно продолжителен по времени и требует дополнительные трудовые ресурсы, что делает необходимым автоматизацию данного процесса.

Данная работа содержит описание процесса формирования системы автоматизированного выделения фациальных структур, использованных инструментов и методологий:

1. Система предобработки данных (нормировка кривых каротажа, исключение шумов, обеспечение согласованности данных),
2. Фациальный анализ кривых ГИС - по методике Муромцева В.С. с дополнениями от Шиманского В.В.
3. Результаты статистического анализа экспертной выборки (подтверждение гипотез о разделимости, выявление уникальных признаков фациальных структур),
4. Методология формирования модели машинного обучения

Результатом работы является фациальная разметка на скважинах месторождения Западной Сибири.

### **Данные и методы**

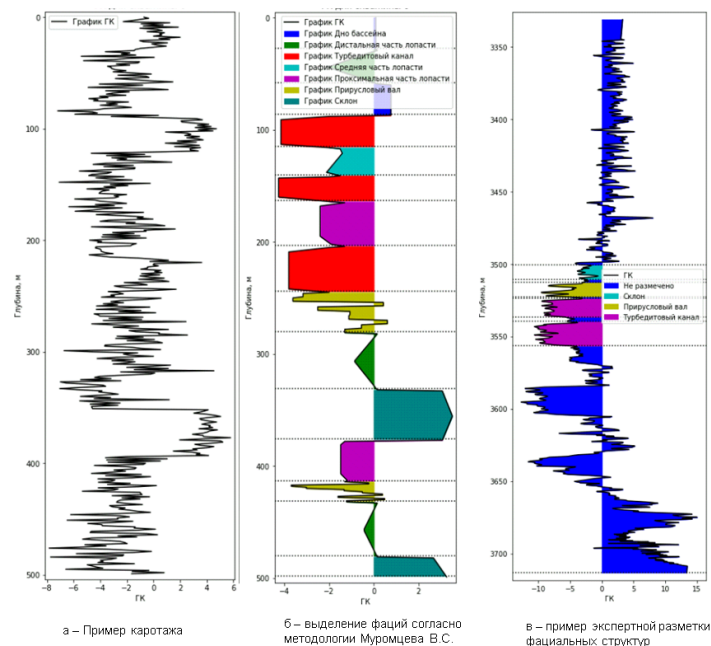
В ходе работы рассматривалась группа пластов, с турбидитным типом осадконакопления. Исходными данными для работы послужили замеры гамма и поляризационного каротажа на скважинах месторождения Западной Сибири. Также экспертная разметка фациальных структур в разрезе рассматриваемых пластов (пример разметки представлен на рисунке 1в), и экспертная стратиграфическая разметка скважин.

В результате первичной оценки удалось выявить ряд неоднородностей данных, таких как: различие шага дискретизации замеров каротажей по глубине, различные размерности записи сходных типов каротажей, занижение пластовых границ, смещение трендов сигнала и т.д. Неоднородность данных качественным образом влияет на любую систему автоматизированного анализа.

С целью исключения вышеописанных недостатков выборки был разработан набор алгоритмов, вошедший в отдельный программный модуль очистки и предобработки данных. Результатом работы модуля является структурированный набор данных, обеспечивающий Гауссово или приближённое к Гауссову распределение сходных по своей природе объектов. Обеспечение нормального распределения на кривых ГИС достигается за счёт применения системы нормирования. При этом каждый тип каротажа обрабатывается индивидуальным правилом, что обусловлено спецификой физических законов и методов его записи.

Согласно методологии Муромцева В.С. на турбидитных отложениях предусматривается выделение следующих типов фациальных структур: склон, дно бассейна, дистальная часть лопасти, прирусловый вал, средняя часть лопасти, проксимальная часть лопасти, турбидитный канал. Каждая из структур описывается характерным поведением тренда кривых поляризационного каротажа, аналогичная форма кривой может наблюдаться и на гамма-методе. Пример методологии выделения фациальных структур приведён на рисунке 1б.





**Рисунок 6 – Примеры выделенных фаций**

Каждая выделенная фация является набором замеров каротажа и может быть представлена как числовая последовательность с заданным значением математического ожидания и дисперсии. Предполагая схожесть фаций единой фациальной структуры и их отличие от экземпляров другой, необходимой является проверка гипотезы о статистически значимом отличии аттракторов выбранных фациальных структур. Каждый аттрактор может быть описан множеством числовых значений экземпляров фаций, однако для снижения размерности признакового пространства используется множество математических ожиданий и дисперсий по каждому из типов каротажей. Результат статистического анализа приведён на рисунке 2.

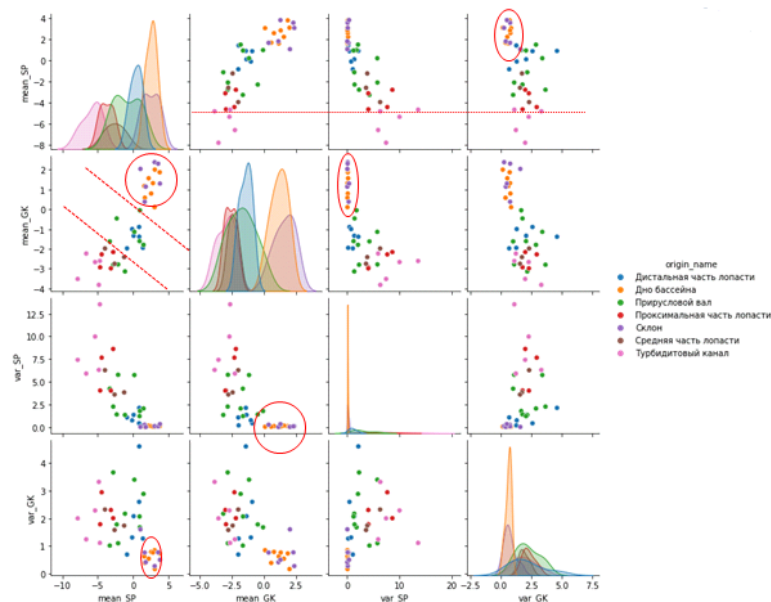


График попарной оценки признаков аттракторов свидетельствует о статистической схожести фаций «Склон» и «Дно бассейна», разделение их возможно только с привлечением дополнительных данных. Также, наблюдается наложение аттракторов по ряду признаков для остальных фациальных структур, что обосновывается физическими законами их формирования в процессе осадконакопления. Области наложения свидетельствуют о нечёткой границе при выделении фациальных структур и могут стать причиной ошибок метода автоматизации. Необходимость более детального разделения может быть обоснована только

в результате петрофизических исследований. В остальном статистические тесты подтверждают возможность фрагментации.

Инструментом автоматизации фрагментации каротажей на фации выступает сверточная нейронная сеть. Алгоритм работы такой сети обеспечивает оконное преобразование сигналов каротажа к требуемому вектору фациальной разметки. Инструмент предусматривает методологию обучения с учителем, которая заключается в адаптации весовых коэффициентов нейронов при каждом сопоставлении (расчете категориальной кросс-энтропии) фактического и прогнозного вектора разметки для каждого обучающего экземпляра.

Таким образом, для обучения сверточной нейронной сети требуется достаточный набор обучающих экземпляров, для получения которого экспертная выборка дополнялась «синтетическими» экземплярами. Генерация осуществлялась модернизацией фациальной формы по методологии Муромцева В.С. в границах аттрактора. Результат работы обученной модели представлен на рисунке 3.

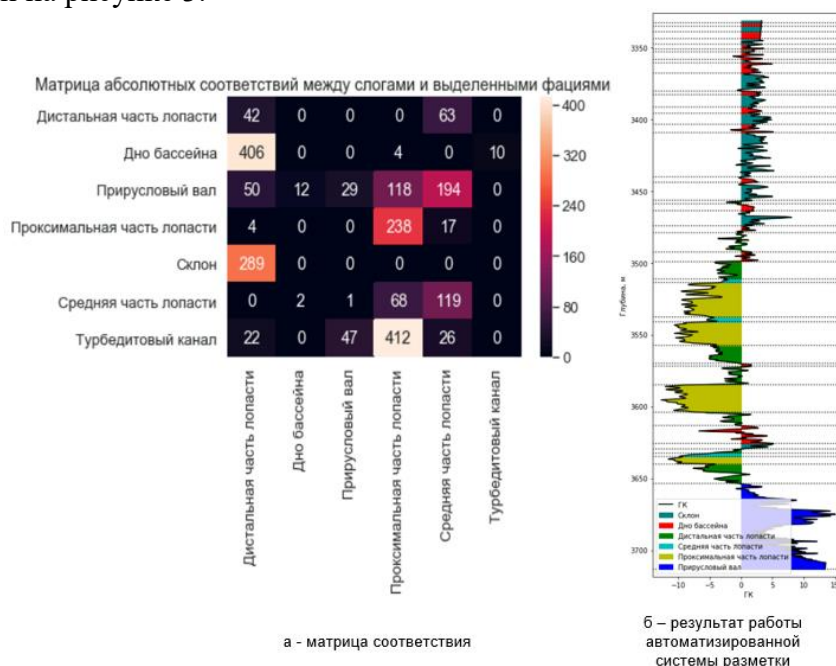


Рисунок 8 – результат работы модели

Результат работы нейронной сети подтверждает проведенные статистические исследования. Отличие прогнозов модели от исходной выборки обосновано наложением аттракторов фациальных структур. Кроме того, подмена фации на ближайшие по математическому ожиданию свидетельствует об отсутствии нормировки при экспертном выделении, следовательно, необходимо уточнение экспертных данных.

### Результаты

Работа системы автоматизированной фрагментации обеспечивает выделение структур «Склон» и «Дно бассейна» с 98% точностью и 84% для проксимальной части. Ошибки системы связаны с отсутствием нормировки данных при экспертной разметке, наложением или полным совпадением аттракторов фациальных структур, что свидетельствует об их сходстве на рассматриваемых данных.

### Заключение

Таким образом, была разработана автоматизированная система распознавания электрофаций глубоководных осадочных систем. В рамках работы сформирован модуль предобработки и очистки данных, обеспечивающий получение согласованных исходных данных. Модуль является универсальным и подходит для любого типа анализа. Результаты работы системы пригодны для построения фациальной модели и опробованы на месторождении Западной Сибири. Одним из следующих направлений исследования является интеграция Марковских переходов в систему формирования искусственных сигналов для повышения точности и фрагментации.

## ВЫЯВЛЕНИЕ МЕХАНИЗМОВ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ППД ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА НА БАЗЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ РАЗРАБОТКИ, ГДИ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

ООО «УНТЦ»<sup>1</sup>, г. Уфа, ООО «Газпромнефть-Хантос»<sup>2</sup>, г. Ханты-  
Мансийск, ООО «Газпромнефть-НТЦ»<sup>3</sup>, г. Санкт-Петербург

### Введение

Поддержание пластового давления путем закачки нагнетательных реагентов (как правило, воды) в продуктивные нефтяные горизонты является одним из самых популярных методов достижения максимальных отборов пластового флюида в общемировой практике разработки нефтяных месторождений.

Однако, для низкопроницаемых коллекторов одного из крупнейших российских месторождений (ачимовский горизонт: пласты АС12.5(4), АС10.4(6) и АС10.1-3(1)), относящихся к категории трудноизвлекаемых запасов (проницаемость менее 1 мД), обнаружены проблемы с организацией системы поддержания пластового давления (ППД): для многих нагнетательных скважин не удастся организовать постоянную закачку – отмечается падение приемистости вплоть до ее отсутствия. Данный факт сопряжен со стабильно невысоким уровнем обводненности (до 20%) в соседних добывающих скважин.

Такое поведение нагнетательных и добывающих скважин может быть хорошо объяснено нарушением линейного закона фильтрации Дарси, установленного по данным лабораторных исследований керна [1], и приводящего к работе добывающих скважин на истощение без реакции от системы ППД, – движение воды на удалении от нагнетательной скважины практически прекращается из-за малых градиентов давления.

В связи с этим актуальной задачей представляется разобраться в фактических механизмах работы скважин с целью решения практических производственных задач организации системы ППД: планирования объемов закачки и режима работы нагнетательных скважин, из которых определяется необходимое количество водозаборных скважин и пропускные способности водоводов. В рамках настоящей работы решалась задача выявления и объяснения механизмов работы скважин с последующей выработкой стратегии организации системы ППД.

В работе на основе детального анализа данных разработки и ГДИ для ряда кустов зоны трудноизвлекаемых запасов показано существование нескольких механизмов работы скважин, часть из которых, на самом деле, обеспечивает поддержку пластового давления и позволяет удерживать стабильный отбор нефти из добывающих скважин. При этом даже в рамках отдельно взятого куста обнаружено разное поведение скважин, что было связано с различной литолого-фациальной обстановкой осадконакопления при формировании продуктивных пластов.

### Выявление механизмов работы добывающих и нагнетательных скважин

Для нескольких кустов скважин была проведена работа по ретроспективному анализу данных разработки, начиная с момента ввода первых скважин в эксплуатацию до 12.2020 г. Состав работы заключался в следующем:

1. Выявление влияния закачки на добывающее окружение по анализу динамик дебитов жидкости и обводненности добывающих скважин, а также динамик приемистостей нагнетательных скважин, по данным месячных эксплуатационных рапортов (МЭР).

2. Анализ гидродинамических исследований скважин (ГДИ) для воссоздания картины энергетического состояния пласта в окрестности добывающих и нагнетательных скважин (замеры пластового давления в длительно простаивающих скважинах).
3. Анализ результатов проведенных опытно-промысловых работ (ОПР) по временной остановке закачки.
4. Сопоставление данных разработки с результатами литолого-фациального анализа.

В рамках выполненной работы на примере куста №1 показано (рис.1а), что хотя по добывающим скважинам данного куста не отмечается роста обводненности (скважины рассматриваемой зоны, кроме №8, демонстрируют стабильную обводненность в 15%), и соответственно роста дебита жидкости (после выхода на режим скважины работают с постоянным дебитом, кроме скв. №8, по которой отмечается локальный рост дебита жидкости), характерных в случае работающей системы ППД за счет массопереноса, тем не менее проведенный ОПР по остановке нагнетательного окружения (1,5 года) показывает падение интегрального дебита скважин на участке с момента уменьшения закачки до ее полной остановки (рис.1б).

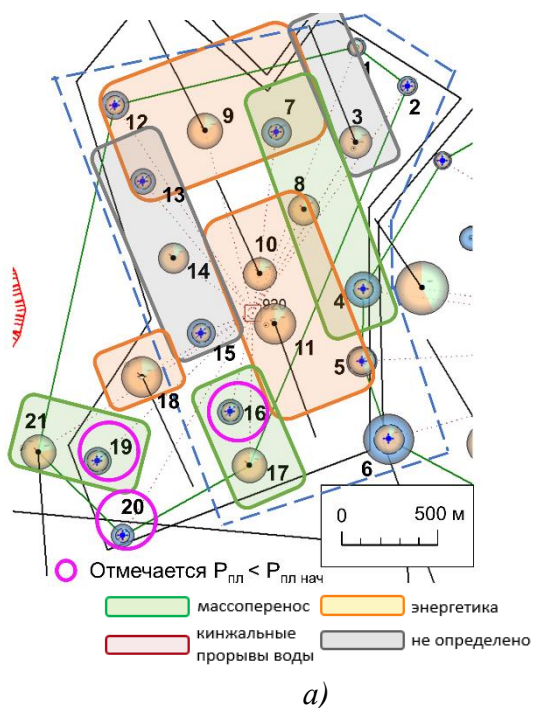


Рисунок 1 – (а) Карта накопленных отборов с попарным указанием механизма работы скважин 1-го куста (б) Интегральные показатели работы скважин 1-го куста

Данный эффект объясняется работой системы ППД не за счет массопереноса, а благодаря пьезопроводности пласта: волна повышенного давления быстрее доходит до области добывающих скважин, чем происходит массоперенос жидкости.

В единственной скважине рассматриваемого участка №8 отмечается работа механизма массопереноса (рост обводненности и дебита жидкости, что связано с влиянием закачки скв. №№ 4,7, со временем здесь может произойти «кинжальный» прорыв воды по соединившимся трещинам гидроразрыва из-за роста трещины при нагнетании). Так же отмечается работа механизма массопереноса на юго-западной части куста – на добывающих скважинах отмечается рост обводненности более 20%, в длительно остановленных нагнетательных скважинах (1,5 года) по данным замеров пластового давления глубинным манометром выявлены значения, меньшие начального пластового, что связано с интерференцией при работе добывающего окружения.



Хорошим примером работы механизма ППД без массопереноса является пара скважин 2-го куста №4 и №9. На рисунке 2 показано, что во временно остановленной скважине №4 по данным замеров пластового давления, выполненных глубинным манометром, отмечается повышенное значение пластового давления относительно начального (хотя обводненность в этот период времени незначительна и не превышает 10%).

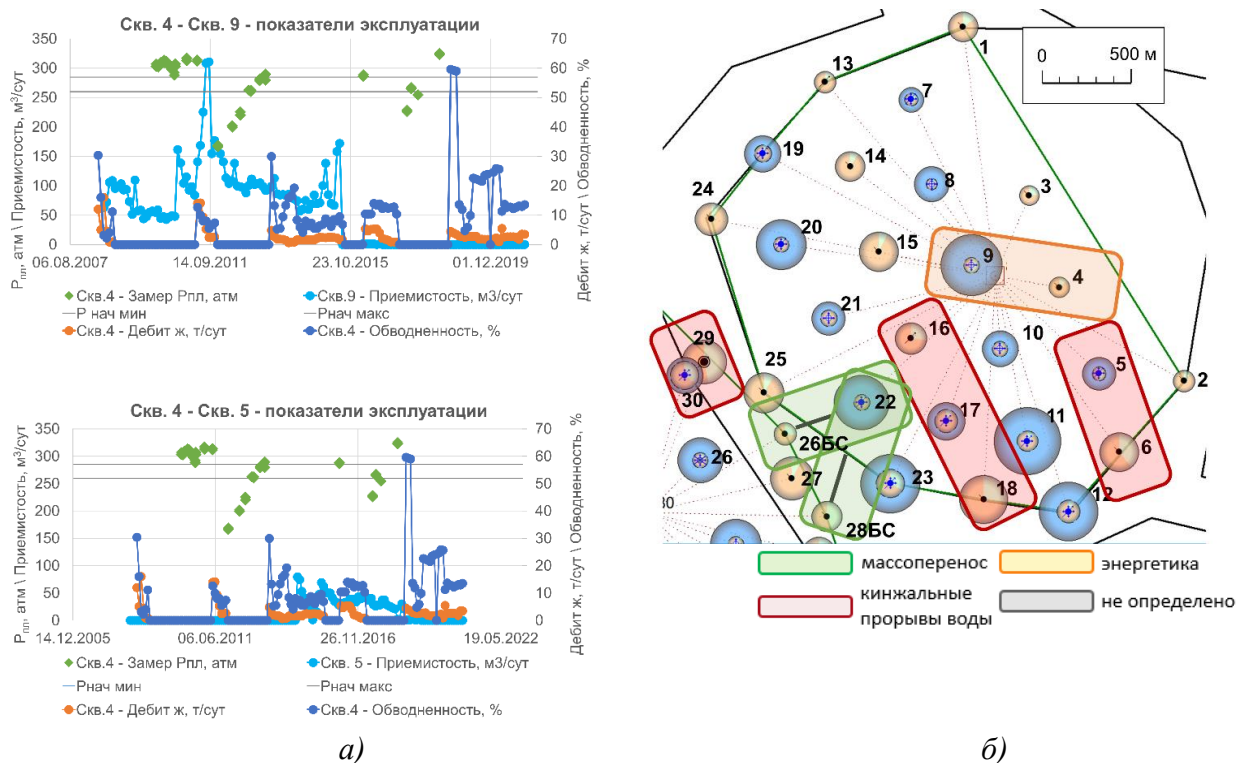


Рисунок 2 – а) показатели эксплуатации скважины 19506 и б) карта накопленных отборов 2 куста

Одно из решений проблемы уменьшения приемистости на рассматриваемом месторождении заключалось в повышении давления закачки до 230 атм, что для некоторых скважин изучаемых кустов привело к росту трещин гидроразрыва пласта (автоГРП), соединению их между добывающими и нагнетательными скважинами и «кинжальным» прорывам воды (рис. 2, скв. 5-6).

Таким образом, помимо предположенной работы добывающих скважин на истощение из-за эффекта нелинейной фильтрации, для рассмотренных кустов были выявлены еще три механизма работы добывающих скважин (рис.3): влияние ППД за счет массопереноса, влияние ППД за счет импульса давления и нежелательные «кинжальные» прорывы воды в случае нахождения добывающих и нагнетательных скважин в одном ряду по направлению регионального стресса.

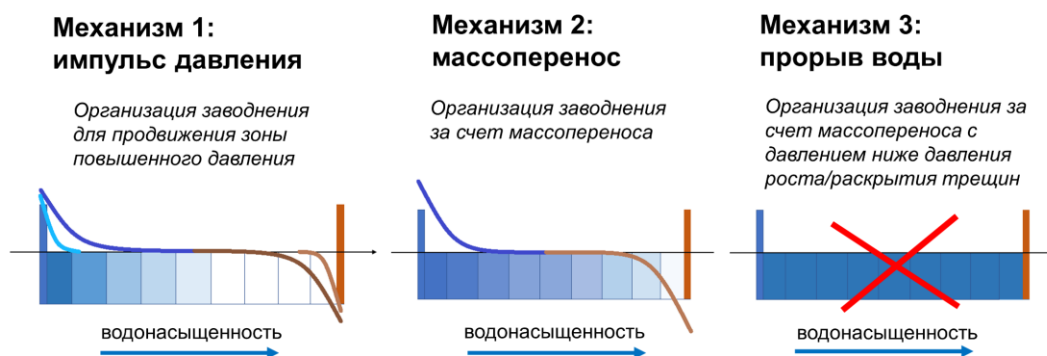
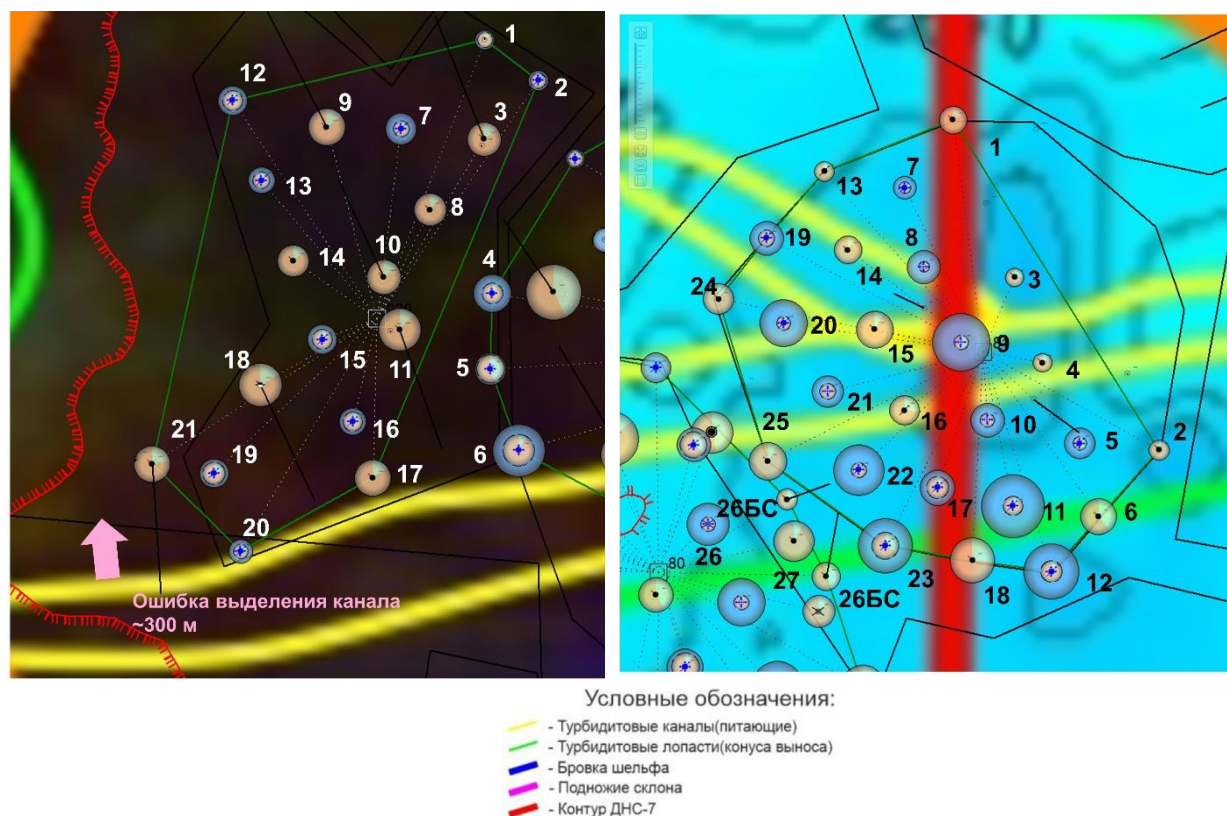


Рисунок 3 – Механизмы работы добывающих скважин

При выполнении работы было отмечено различие в поведении скважин в рамках одного куста. Так, по паре скважин №4 и №9 2-го куста отмечается явное взаимовлияние, которое так четко не проявляется по другим скважинам добывающего ряда. В юго-западной зоне 2-го куста работает механизм массопереноса. С целью выяснения причин такого различия был выполнен литолого-фациальный анализ. Показано, что пласты в зоне скважин, вскрывающих питающие турбидитовые каналы, и характеризующиеся лучшими коллекторскими свойствами, обуславливают лучшую эффективность работы системы ППД. В частности, упомянутые скважины №4 и №9 2-го куста попадают в турбидитовый канал (скв. 14, 15, 19 работают на другие пласты и поэтому не рассматриваются) также, как и скважины юго-западной зоны 1-го куста, для которых показана работа механизма массопереноса.



а) 1 куст, AC10.1-3(1)

б) 2 куст, AC12.3-5(4)

Рисунок 4 – Структурные карты по кровле пласта с нанесенными элементами палеогеоморфологического строения и фациальных зон, полученных по погоризонтным срезам куба спектральной декомпозиции

## Выводы и заключение

Показано, что несмотря на кажущуюся на первый взгляд неэффективность системы ППД для низкопроницаемых пластов по причине нелинейной фильтрации, тем не менее, по ряду скважин и кустов отмечается ее влияние либо за счет массопереноса, либо только за счет энергии пласта, создаваемой нагнетательным фондом, без прихода закачиваемого флюида.

Различие в поведении скважин от куста к кусту и даже в рамках одного куста связано с различной литолого-фациальной обстановкой осадконакопления при формировании продуктивных горизонтов: скважины, вскрывающие пласт в пределах турбидитовых питающих каналов, работают лучше по сравнению с остальными по причине лучших коллекторских свойств.

Для эффективной организации системы ППД в зависимости от работающего механизма целесообразно:

- в случае доказанной работы скважины на истощение в условиях сформированной системы ППД – работа скважины на истощение без закачки;
- в случае работы механизма массопереноса или энергетики – постоянная или нестационарная закачка без «кинжальных» прорывов воды;
- в случае «кинжальных прорывов» – оптимизация нагнетательного фонда.

В целом, перед принятием глобальных решений требуется индивидуальный разбор скважин с проведением тех или иных исследований по необходимости. Так, например, для исключения «кинжальных» прорывов воды и выбора наилучшего режима закачки авторы настоящей работы проводят адресные гидродинамические исследования скважин на установившихся отборах по определению давления раскрытия/смыкания трещин автоГРП.

### **Благодарности**

Авторы выражают благодарность д.т.н., профессору Федорову Вячеславу Николаевичу за ценные идеи и обсуждение работы.

### **Литература**

[1] В.А. Байков, А.Г. Телин и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керн Приобского месторождения// Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть»

## НОВЫЙ УРОВЕНЬ ПОНИМАНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТУРОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ООО «ТННЦ»

### Аннотация

С учетом волатильности цены на нефти, газовые объекты становятся стратегическими для добывающих компаний, их изучение в последнее время вызывает большой интерес. Туронские залежи были открыты в конце 80-х годов, но в промышленную разработку на данный момент введены единичные месторождения. Связано это, во-первых, с высокими геологическими рисками, а, во-вторых, с технологической стороной вопроса: сложностью подбора оптимальных инструментов изучения и разработки нетрадиционных отложений турона. В данной работе акцент будет сделан на первой составляющей, детальном геологическом изучении, основными целями которого является минимизация геологических рисков, оценка влияния вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства, подбор инструментов для выявления наиболее перспективных зон для бурения. Будут рассмотрены региональные тренды туронских отложений, детальные седиментологические исследования, анализ биотурбации, типизация отложений турона. Стратегия выполнения проекта основана на комплексировании трендов региональной геологии с петрофизическим, седиментологическим и сейсмофациальным анализом.

**Региональные исследования.** Согласно палеогеографическим исследованиям в туронское время происходит регрессия моря. Ранний турон: мелкое море 25-100 м, средний и поздний турон: море мелкое, <25 м. Для туронских отложений рассматриваемого месторождения известно три региональных источника сноса: Таймырский (север), Газалинский (плато Путорана, северо-восток) и Ипатовский (Алтае-Саянская складчатая система, юго-восток). Однако, учитывая удаленность объекта от берега, первичные источники сноса имеют не столь существенное влияние. Для шельфовых отложений имеет смысл рассматривать альтернативные источники сноса: материал изначально накапливался в виде дельт и прибрежных осадков, которые затем подверглись переносу водными потоками преимущественно с востока в сторону углубления бассейна на запад.

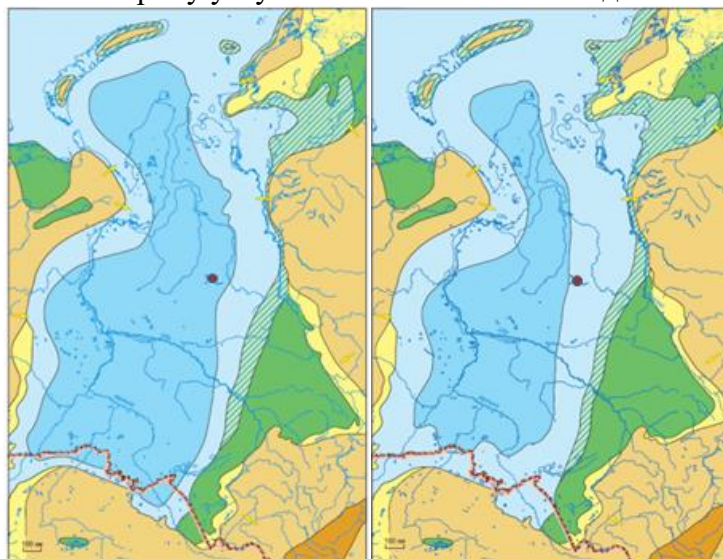


Рисунок 1. Выкопировка из палеогеографического атласа под редакцией А.Э.

Конторовича. Слева – ранний мел, справа – средний и поздний мел.

**Обстановка осадконакопления и аналоги.** Анализ следов проявления биотурбации позволяет сделать вывод, что отложения пласта Т формировались в мелководно-морских условиях нормальной солёности, по описаниям керна отложения относятся к фациям дальней



зоны внутреннего шельфа и переходной (транзитной) зоны берегового склона. В процессе детального изучения керна, ГИС и сейсмических атрибутов был сделан вывод, что накопление связано с оффшорными валами. Аналог оффшорных валов описан в публикации Жемчуговой В.А. и др. «Использование новых технологий сейсморазведочных работ для повышения эффективности геологоразведочных работ (на примере верхнемеловых отложений Западной Сибири)», в которой обосновано, что накопление туронских отложений связано с подводными поднятиями, в пределах которых формировались шельфовые бары и валы, а резервуар состоит из таких осадочных последовательностей: шельфовые глины – тонкослоистые алевроиты со следами биотурбации – тонкозернистые пески.

Накопление туронских отложений зависит от палеорельефа морского дна: чем дальше от береговой линии транспортируется осадок, тем более существенное влияние будет оказывать морфология палеорельефа. При этом наиболее привлекательными зонами для формирования шельфовых баров являются поднятия в рельефе морского дна, на что указывают зональные зависимости эффективных толщин от палеорельефа.

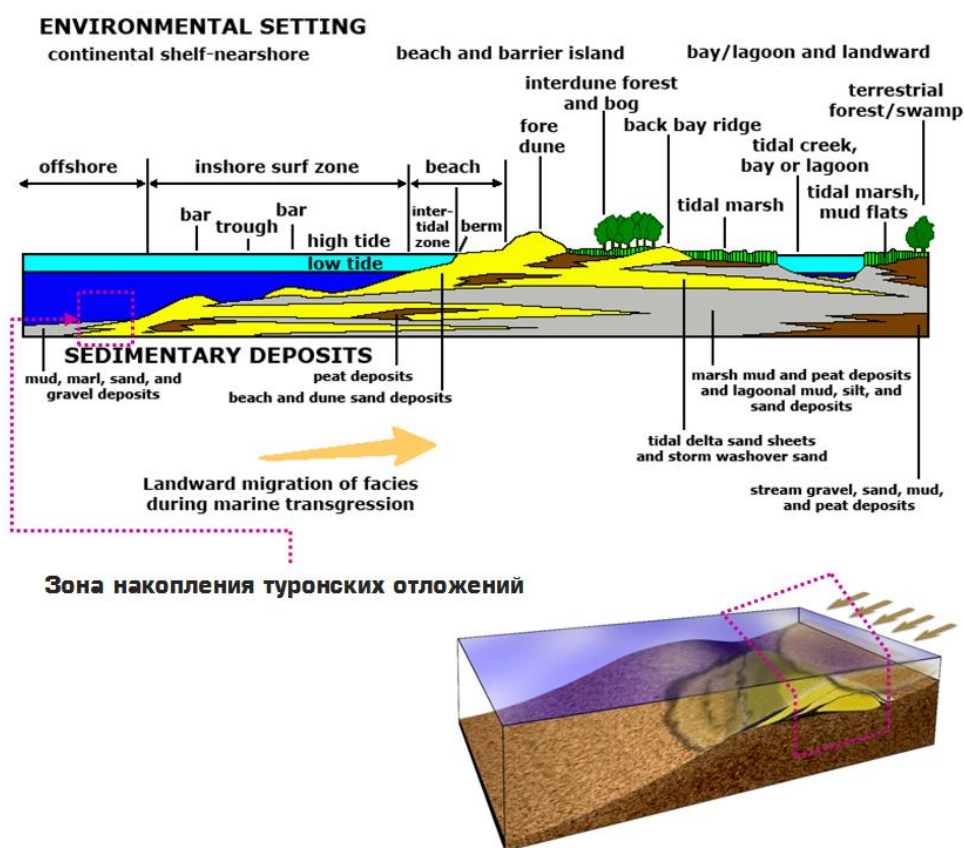


Рисунок 2. Принципиальная схема накопления туронских отложений

**Распределения осадка.** Основными критериями, оказывающими влияние на распределение осадка, являются:

- Палеорельеф и морфология морского дна
- Поступление осадка (источник сноса), активность поступления осадка
- Осадок, накопленный на прилегающей территории
- Размывы осадка (в конце формирования регрессивных циклитов)

**Фациальное зонирование.** Внутреннее строение оффшорных валов – не является однородным. Поскольку осадок проградуирует, перемывается и сортируется, внутри вала формируются улучшенные и ухудшенные по свойствам части, которые можно связать со склоном вала или с краевой частью, где постепенно выклиниваются микроциклы. Кроме первичного накопления отложения подвергались размывам и дальнейшему переносу. Ярко

выраженные размывы осадка наблюдаются на северо-востоке участка (фация 3 на рисунке 3) и выявляются в виде резких верхних границ микроциклов с улучшенным качеством коллектора на границе размыва.

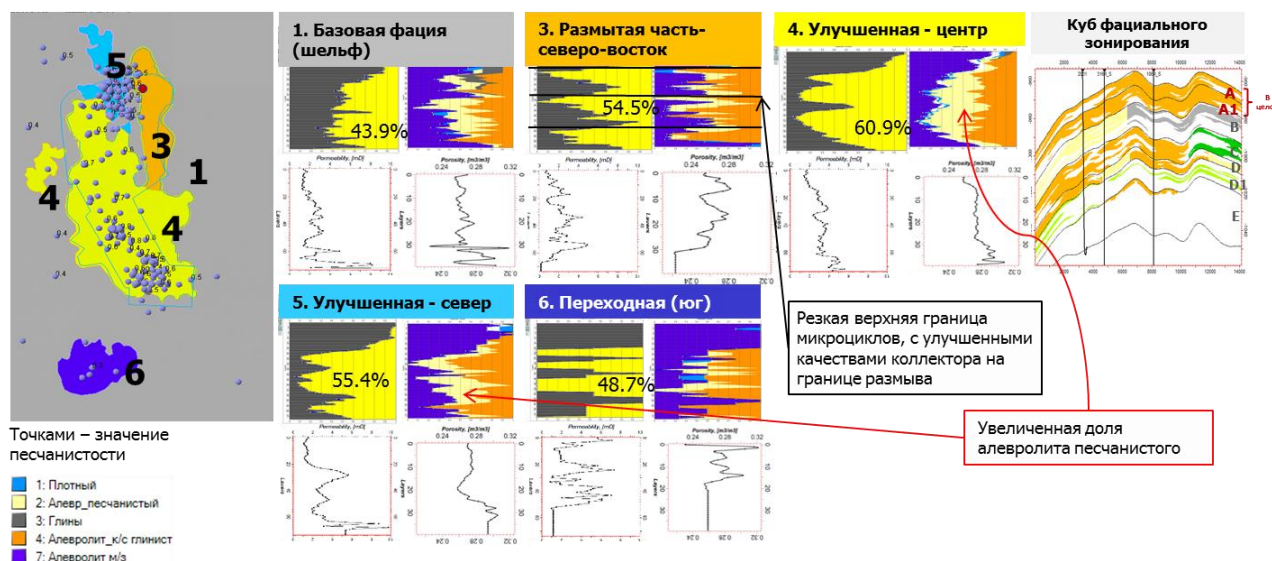


Рисунок 3. Пример фациального зонирования одного из циклов турона

### Краткое заключение.

Согласно новому пониманию фациальной модели туронские отложения связываются оффшорными валами, пласт характеризуется рядом неоднородностей, такими, как слоисто-неоднородное строение и ухудшенная связность в направлении, перпендикулярном береговой линии, а также зональность бара (улучшенные зоны бара связаны с гребнем, ухудшенные - с краевыми частями). Отдельно в шельфовой части можно выделить штормовые отложения, представленные тонкими намывами алевролита.

Итоговое фациальное зонирование выполнено с помощью ГСР по литологии и свойствам, которые являются комплексными параметрами петрофизического изучения и основаны на результатах расширенного комплекса ГИС (ЯМК, АКШ), микрозондов, расчета глинистости по ГК и ПС, а также записи НКТ.

### Ссылки на используемую литературу

1. В.А. Жемчугова, М.О. Борбенев, Ю.В. Наумчев «Использование новых технологий сеймопазведочных работ для повышения эффективности ГРП»
2. С.Е. Агалаков «Автореферат по диссертации «Геология и газоносность верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири»
3. А.С. Казакова «Оценка и моделирование разноуровневых неоднородностей сложно построенных коллекторов. Практические подходы и алгоритмы на примере дельтового комплекса»

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО И ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ УРОВНЯ ВНК В ПЛАСТЕ ЮВ<sub>11</sub> НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШИРОТНОГО ПРИОБЬЯ.

*ЗАО «Моделирование и мониторинг геологических  
объектов им. В.А.Двуреченского», <sup>1</sup>ОА «Газпромнефть – ННГ»*

### **Введение.**

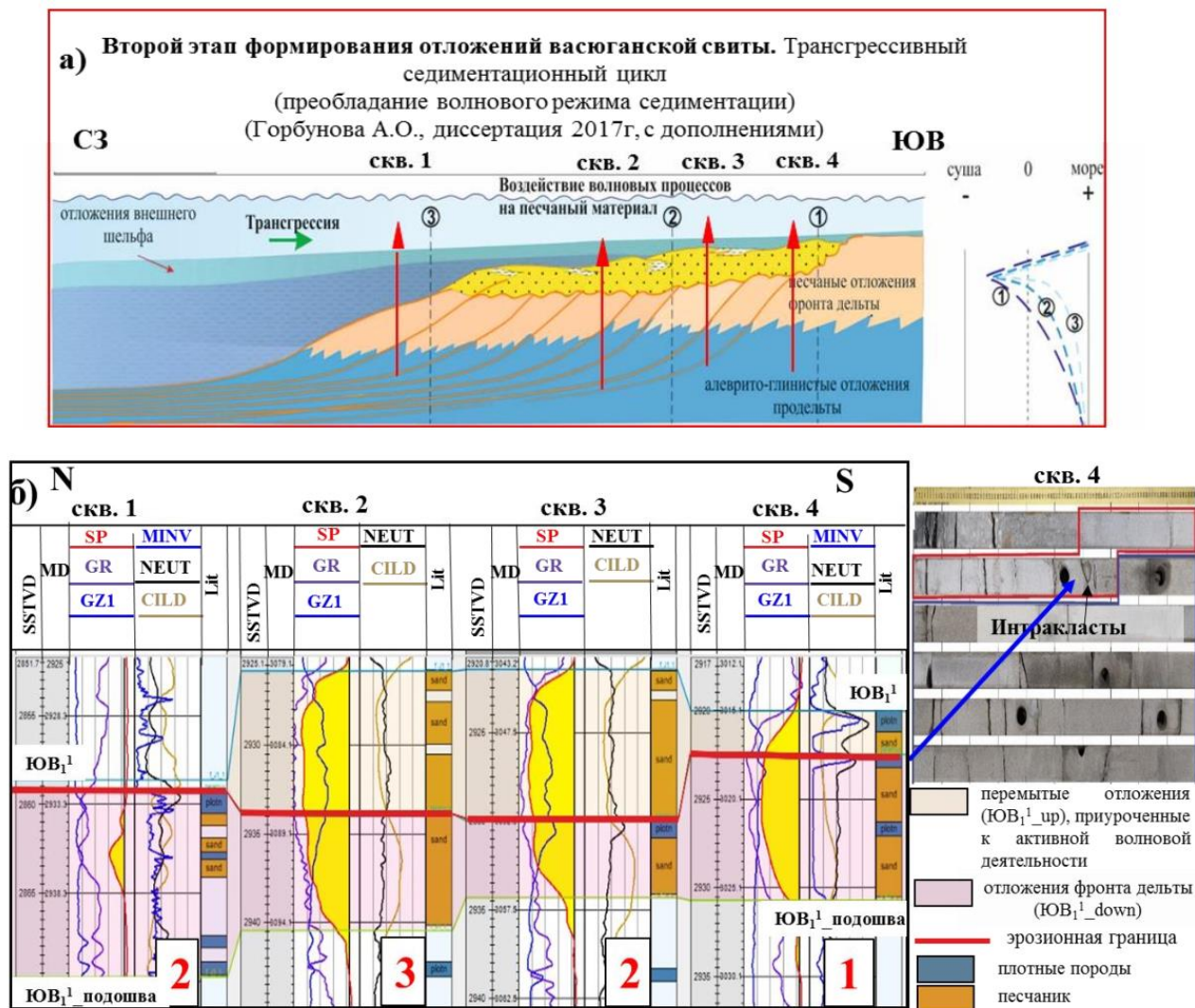
Несмотря на пристальное внимание к отложениям и довольно хорошую изученность васюганской свиты, у исследователей часто возникают вопросы выявления и обоснования уровня ВНК в пласте ЮВ<sub>11</sub>. На сегодняшний день существует несколько различных методик обоснования незакономерного уровня ВНК отложений васюганской свиты, но ни одна из методик не является общепризнанной и полностью доказанной. Коллективом авторов была выполнена комплексная работа по анализу сейсмических и скважинных материалов и предложена петрофизически обоснованная сейсмогеологическая модель строения пласта, объясняющая дифференциацию отложений пласта ЮВ<sub>11</sub>. В данной работе представлены методы и результаты комплексного подхода сейсмогеологического и петрофизического моделирования, которые объясняют незакономерный ВНК на месторождении.

### **Данные и методы.**

Территория исследований покрыта плотной сетью скважин с полным комплексом ГИС, также на площади есть достаточное число скважин с отбором керна в интервале изучения. Первым этапом создания модели являлся седиментологический анализ керновых данных и установление закономерностей, которые показали, что накопление осадков определялось двумя режимами седиментации, что согласуется с зональными и региональными представлениями. Сначала отложения накапливались в регрессивных условиях при активном развитии флювиальных процессов, обусловивших устойчивую проградацию авандельты с юго-востока и востока на северо-запад. Затем постепенное наступление морской трансгрессии сказалось на усилении волновой деятельности, что привело к образованию песчаных покровов (согласуется с зональной работой Горбуновой А.О. 2017г.) (Рисунок 1(а)). В результате седиментологического анализа по керновому материалу была определена эрозионная граница между двумя комплексами, которая маркирована наличием биотурбации и интракластов, по этой границе, по-видимому, шла активная карбонатизация отложений.

На втором этапе создания модели был проанализирован весь массив скважинных данных с целью прослеживания эрозионной границы. Выделение эрозионной границы происходило в три этапа:

- 1) в скважинах с отбором керна по наличию следов биотурбации и интракластов;
- 2) в скважинах без отбора керна с выделенными плотными пропластками по ГИС: выделение шло итерационно от скважин с отбором керна с сохранением мощности и с учетом модельных представлений;
- 3) на изучаемой территории был пример скважины, по керновым материалам которой выделялась эрозионная граница, но по результатам интерпретации ГИС маломощный плотный пропласток выделить невозможно, на этом основании эрозионная граница была выделена в остальных скважинах с учетом модельных представлений: с сохранением мощности и с учетом палеоплана. На третьем этапе был выполнен динамический анализ сейсмических данных 3D, который показал развитие массивных дельтовых систем в пределах изучаемой территории.



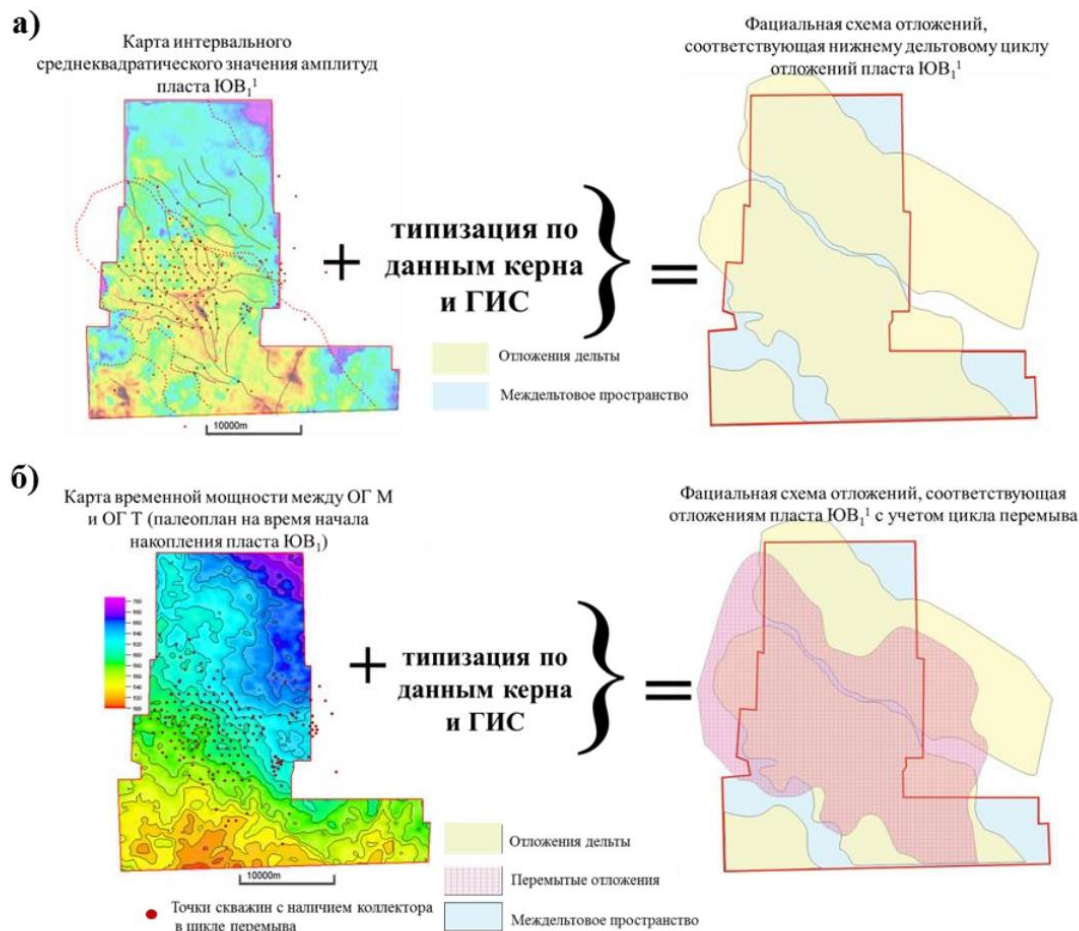
**Рисунок 1. а)** Завершающий этап формирования отложений васюганской свиты. Трансгрессивный седиментационный цикл (преобладание волнового режима седиментации) (выкопировка из диссертации 2017г, Горбунова А.О., с дополнениями); **б)** Выделение эрозионной границы по данным керна и ГИС на изучаемой площади.

Таким образом, на основании анализа керна, ГИС и динамических характеристик сейсмических данных была построена сейсмогеологическая модель строения нижней (дельтовой) части пласта ЮВ<sub>11</sub>, а на основании скважинных данных с учетом региональных представлений и палеоплана построена модель верхней части – цикла перемыва (Рисунок 2).

По результатам анализа лабораторных исследований керна отмечена большая изменчивость и неоднородность ФЕС пласта ЮВ<sub>11</sub>, что хорошо видно на графике  $f(K_p)=K_{пр}$ . Наиболее резко емкостные свойства пород отличаются в зависимости от расположения относительно выделенной эрозионной границы (Рисунок 3). Данная неоднородность подтвердилась и по результатам капилляриметрических исследований, пересчитанных в значения J-функции Леверетта (Рисунок 4): свойства образцов локализовались в два отдельных облака с собственным законом изменения  $f(J)=K_v$ . При этом сохраняется естественная неоднородность свойств в пределах пласта и их изменчивость по площади. В подобных геологических условиях нередко возникают проблемы при использовании стандартных подходов к обоснованию ВНК, т.к. наблюдаются расхождения и противоречия при анализе проведенных испытаний, дальнейшем сопоставлении с данными ГИС и изучении закономерностей изменения  $K_v$  в переходной водонефтяной зоне. Как известно,

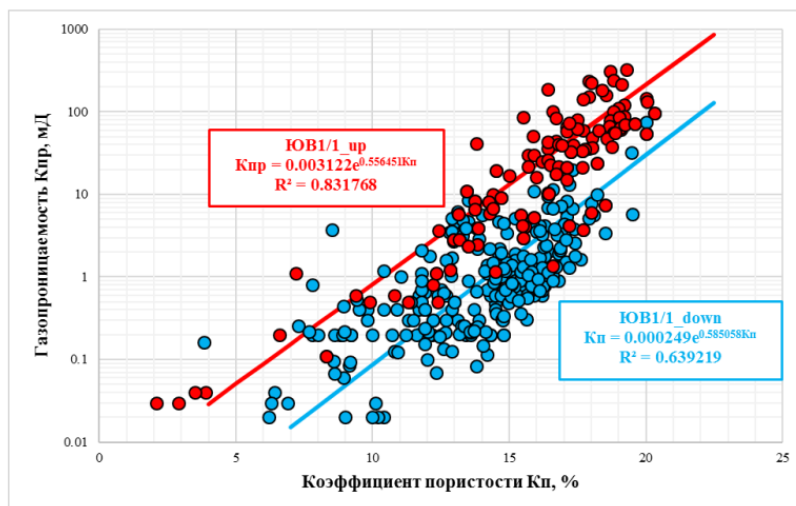


распределение водонасыщенности в пределах залежи неравномерно и во многом связано со структурой порового пространства и, соответственно, проницаемостью. Так, к примеру, водонасыщенность в коллекторах, расположенных на одном абсолютном уровне будет тем выше, чем ниже его проницаемость и наоборот (Рисунок 5). Поэтому для моделирования нефтенасыщенности была использована J-функция Леверетта, которая позволяет учесть многие параметры, влияющие на водонасыщенность, в том числе в переходной зоне: пористость, проницаемость, свойства флюидов и высоту залежи. [3,4]

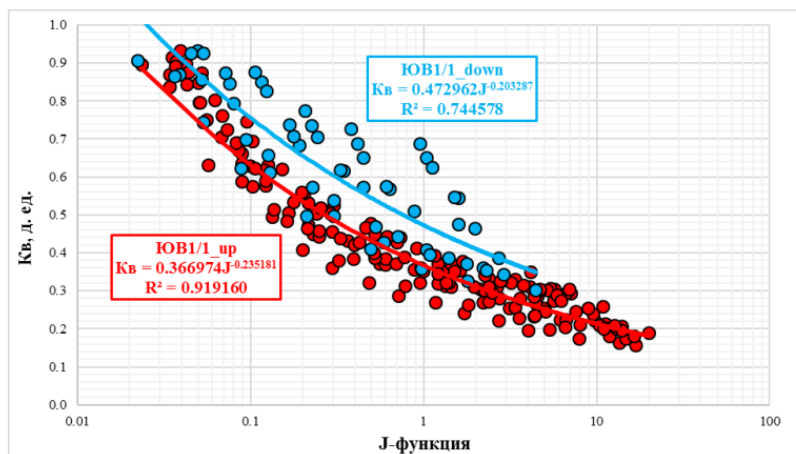


**Рисунок 2.** Сейсмогеологическая модель строения пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты: **а)** нижней (дельтовой) части; **б)** верхней (цикла перемыва) части

В свою очередь в условиях залежи для терригенных коллекторов величина капиллярного давления зависит от высоты над уровнем зеркала чистой воды (ЗЧВ) – поверхность, где  $K_v=100\%$ . Правильно определенный уровень ЗЧВ является основой для корректного моделирования куба распределения нефтенасыщенности. В данной работе уровень ЗЧВ определялся по сопоставлению  $K_v(J)$  с  $K_n$ , рассчитанным с помощью утвержденных зависимостей Дахнова-Арчи. Для настройки использовались интервалы мощных коллекторов с большим количеством изученных образцов керна, со значениями пористости и проницаемости, принятыми непосредственно по результатам исследований. В результате расчетов уровень ЗЧВ был принят на абсолютной отметке -2975 м, при котором получена хорошая сходимость  $K_n$ , определенного по двум разным методикам. Относительная фазовая проницаемость (ОФП) нефти выше ОФП воды является одним из условий получения нефти в притоке при выполнении перфорации. Поэтому уровень ВНК по функции Леверетта определялся как глубина при которой  $K_n > K_{nгр.}=50\%$  (ОФП нефти > ОФП воды), определенного как среднее значение по имеющимся керновым данным.



**Рисунок 3.** Сопоставление  $K_{пр}$  с  $K_p$  в зависимости от приуроченности к эрозионной зоне пласта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> up – выше эрозионной границы, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> down – ниже эрозионной границы соответственно)



**Рисунок 4.** Зависимость  $K_v(J)$  по данным капилляриметрии

Полученные зависимости позволили выполнить моделирование куба нефтенасыщенности с помощью J-функции и оценить с помощью него мощность переходной зоны, которая зависит от ФЕС коллекторов. Поэтому в условиях описанной неоднородности расчетное значение  $K_v(K_n)$ , соответствующее уровню ВНК (а, следовательно, и сам ВНК), будет на разных высотах относительно определённого ЗЧВ. Это является одним из обоснований незакономерного изменения ВНК в пределах изучаемого месторождения.

#### Выводы.

По результатам комплексного подхода сейсмогеологического и петрофизического моделирования было установлено, что внутри пласта ЮВ<sub>11</sub> идет сильная дифференциация ФЕС отложений по вертикали, зависящая от цикла седиментации: нижнего (дельтового) или верхнего (перемыка), что отражается на показателях работы эксплуатационных скважин. На основании рассчитанного уровня ЗЧВ было выполнено моделирование нефтенасыщенности, позволяющее определить мощность переходной зоны и уровни ВНК для каждого цикла отдельно по всей площади (Рисунок 6).

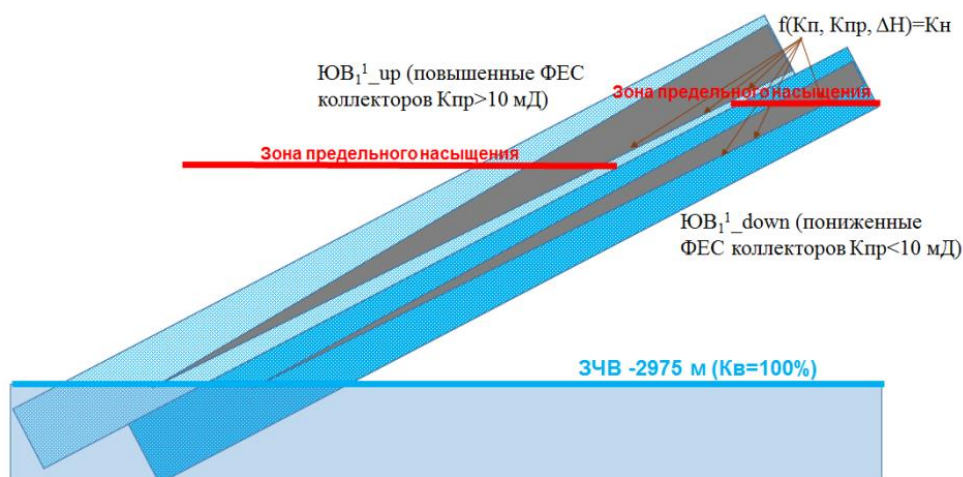


Рисунок 5. Схема распределения  $K_v$  в пластах с различными ФЕС

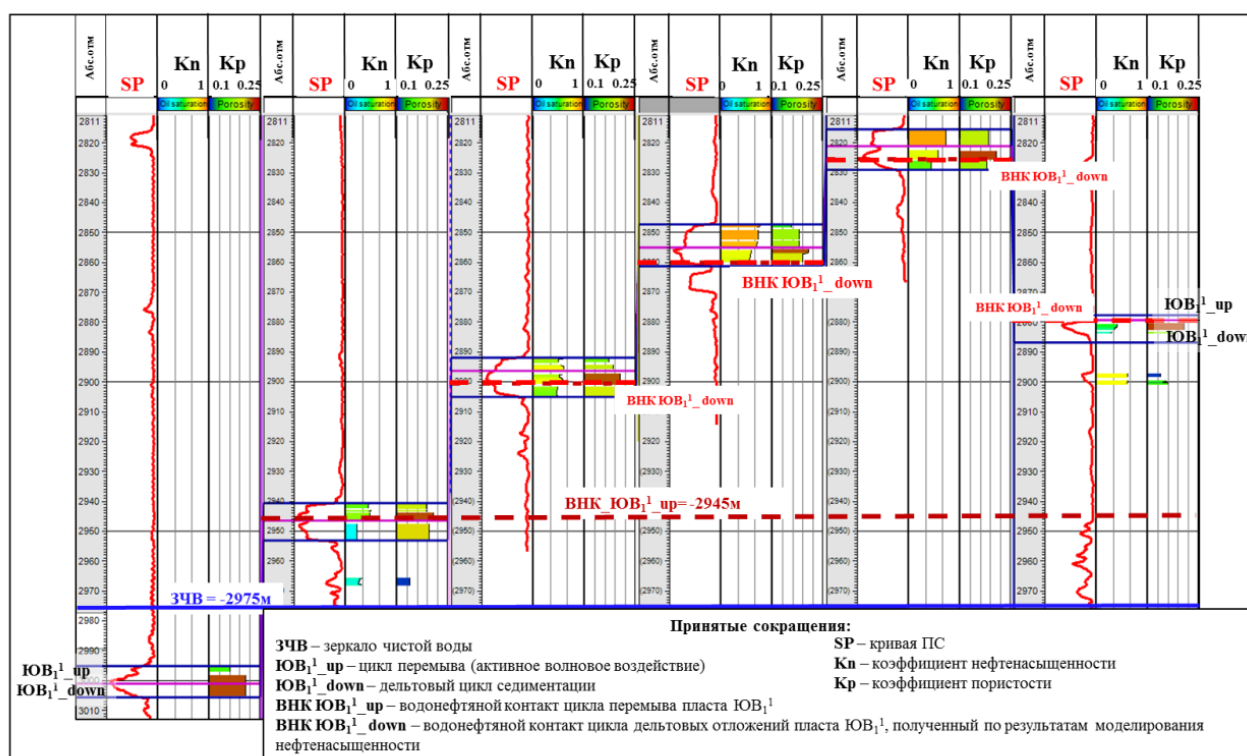


Рисунок 6. Схема корреляции двух циклов седиментации с результатами моделирования пористости ( $K_p$ ) и нефтенасыщенности ( $K_n$ ), отображающая сложный и незакономерный уровень ВНК пласта  $ЮВ_1^1$  васюганской свиты.

### Благодарности.

Коллектив авторов выражает искреннюю благодарность коллегам Давыдову Д.А. и Газалиеву Р. Р. из ООО «Газпромнефть. НТЦ» за тесное и плодотворное сотрудничество.

### Библиография.

1. Горбунова А.О. «Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м.н. «Условия формирования нефтегазоносных отложений васюганской свиты северо-восточной части Широкого приобья», Москва, 2017 г.
2. Муромцев В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа.—Л. : Недра, 1984.— 260 с. (М-во геологии СССР. Всесоюз. нефт. науч.-исслед. геол. развед. ин-т)
3. Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон [2009] Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. М., ООО «Премиум Инжиниринг», 868 с. 4. Schon J.H. [2011] Physical Properties of Rocks A Workbook. Elsevier B.V., 481 p

# КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ И СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ В ОБЪЕМНОЙ МОДЕЛИ ВНУТРЕННЕГО УСТРОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ ЗОНЫ КОНТАКТА БАЖЕНОВСКО-АЧИМОВСКИХ ПОРОД ДЛЯ ПОНИМАНИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ВСЕГО КОМПЛЕКСА

*Закрытое акционерное общество «Моделирование и  
мониторинг геологических объектов  
им. В.А. Двуреченского» (ЗАО «МиМГО»)*

## **Введение.**

Кровля баженовской свиты – ОГ Б – самый контрастный репер на большей части территории Западной Сибири, однако есть области, где на сейсмических и скважинных данных его четкость сменяется резко изменчивой, на первый взгляд незакономерной, картиной. Такие зоны получили название аномальных разрезов баженовской свиты, а лучше назвать их зоны аномального контакта ачимовских и баженовских отложений (традиционно название сокращается до «АРБ»). В зонах АРБ «классический» вид баженовской свиты приобретает специфические черты: внутри карбонатно-глинисто-кремнистых отложений (которые в свою очередь не отличаются по своим характеристикам от аналогичных разностей вне описываемых зон) появляются серии светлоокрашенных алевролитов и песчаников, при этом мощность разреза может увеличиваться до 150 м, а иногда и более. В зонах АРБ отложения имеют свою специфику, выраженную в изменении текстурно-структурных особенностей из-за широко развитых оползневых процессов, деформационных текстур и изменения состава за счет вторичных преобразований. При этом нижележащие юрские отложения (ниже подошвы георгиевской свиты) остаются в своих ненарушенных структурно-стратиграфических последовательностях залегания.

## **Данные и методы.**

Для понимания закономерностей строения аномальной границы ачимовского и баженовского комплексов стоит рассмотреть все этапы развития соответствующих отложений, уделив внимание событиям как до, так и после формирования песчаников, заключенных внутри баженовских слоев. Именно взаимоотношение аномальных терригенных пластов внутри АРБ и перекрывающих их песчаников фондоформной части неокомского клиноформного комплекса позволит в дальнейшем выделить наиболее перспективные зоны для поиска новых залежей.

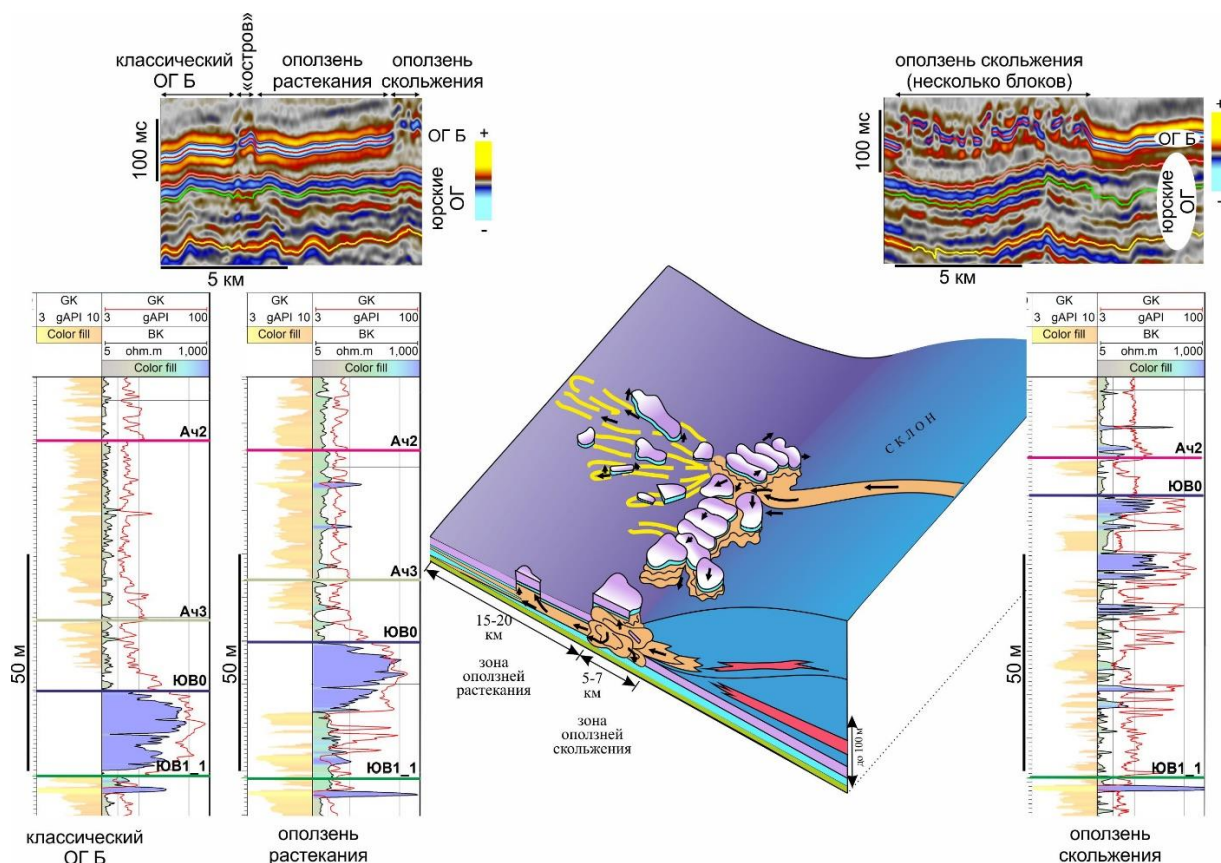
В литературе существует несколько версий образования аномальных разрезов баженовско- ачимовских отложений, ни одна не является общепризнанной. Наиболее полный обзор существующих гипотез изложен в работе А.А. Нежданова с соавторами [Нежданов и др., 2017]. Однако в многочисленных публикациях не указывается ни одной модели, показывающей дальнейшее развитие клиноформного комплекса и итоговое взаимоотношение пород.

Анализ истории развития интересующего интервала отложений начнем с того состояния морского бассейна, когда накапливались баженовские илы классической последовательности и без участия сероцветных терригенных тел. При этом происходит постепенное боковое заполнение бассейна осадками, формируется нормальный ряд отложений от шельфовых, склоновых до относительно глубоководных. В какой-то момент при поступлении очередного большого количества материала в бассейн происходит некое сейсмическое событие и песчано-алевритовые отложения, накапливавшиеся до этого на шельфе, резко устремляются вниз по склону. Физический механизм начала образования АРБ подробно описывается В.Ф. Гришкевичем с коллегами [Гришкевич и др., 2017a] в своих



публикациях по экспериментальному подтверждению оползневого происхождения зон АРБ, его модель получила название геомеханической. Авторы описывают этот механизм так: «Двигаясь вниз по склону активный блок оползня прорывает подачимовские глины и верхние слои бажендовской свиты, формируя трещину-сейсмит, инициирующую АРБ. Через разрыв пески из ачимовских линз имеют возможность затекать и растекаться под «протобаженитами», имеющими относительно малую объёмную плотность». Ниже рассмотрим стадии формирования аномальной зоны.

**Стадия 1.** На рисунке 1 показана объёмная визуализация первичного образования области аномального строения путем оползания и внедрения плотных ачимовских песчано-алевритовых отложений в менее плотные и слабоконсолидированные карбонатно-глинисто-кремнистые бажендовские осадки.



**Рисунок 1.** Концептуальная модель внутреннего устройства аномальной зоны контакта бажендовско-ачимовских пород в объёмной авторской визуализации (условные обозначения приведены на рисунке 2)

Модель построена на основе детальной комплексной интерпретации сейсмических, каротажных и керновых данных [Гатина и др., 2020]. Из-за сложного и как будто незакономерного поведения фаз внутри области АРБ сейсмическая корреляция в этих зонах обычно вообще не проводится, тем более не проводится динамическая интерпретация, однако при применении авторских методических подходов, детальное картирование стало возможным. Первоначальная модель была построена на месторождении, плотно покрытом эксплуатационной сетью скважин и сейсмическими данными 3D, затем данная модель, а вместе с теми методическими подходами для анализа сейсмических данных, были апробированы на других зонах развития АРБ, где подтвердились выявленные закономерности в распределении оползневых блоков. Таким образом, появилась визуализация, вероятно, типичного строения зоны АРБ.

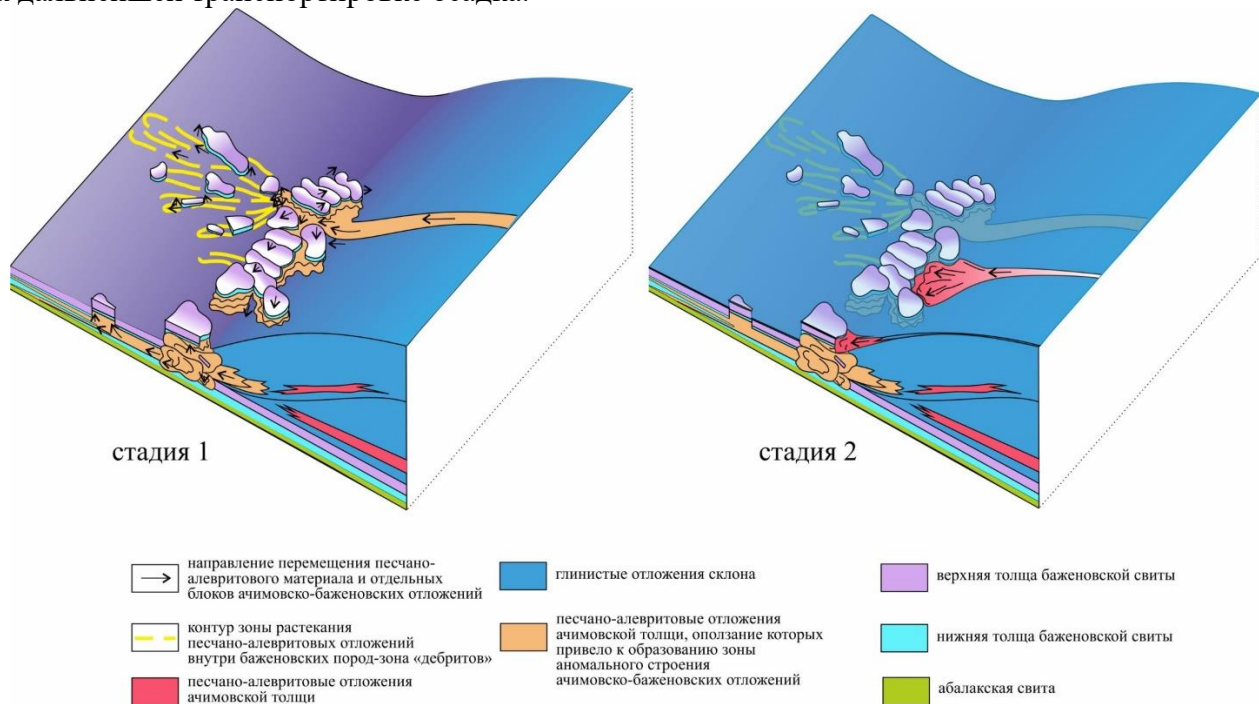
В результате поэтапных внедрений терригенных тел образовались две принципиально разные зоны внутри области АРБ: зона оползней скольжения и зона оползней растекания (рисунок 1).

Полоса оползней скольжения располагается на востоке зоны АРБ. При внешней разнице в возможных обликах разных зон АРБ неизменно одно – восточная граница всегда сильно приподнятая, тогда как западная обычно достаточно плавная. Оползневые тела, расположенные на востоке, крупные и заметные в сейсмическом временном поле, состоят из целого ряда блоков, которые в процессе накопления осадков постепенно сползли относительно места внедрения вниз и вбок, как показано стрелками на рисунке 1. По сейсмическим данным определено, что зоны оползня скольжения одного цикла в среднем занимают полосу шириной 5-7 км (измерение в направлении ЮВ–СЗ, полоса блоков вытянута параллельно бровке палеошельфа на момент своего накопления). Длина полосы оползней от первых км (единичные оползни) до 15 км (серии оползней) в обе стороны от области первичного внедрения потока со склона.

В западном и северо-западном направлении распространялись отложения в составе оползня растекания, погружаясь и внедряясь в нижние пачки баженовской свиты. Латеральное перемещение основных объёмов оползневой массы происходило на уровне первой и второй пачек баженовской свиты (внутренняя классификация вертикального строения собственно баженовских отложений детально рассмотрена в работе [Панченко и др., 2016]), так как на этом уровне, по-видимому, достигалось равенство объёмных плотностей слабо литифицированных отложений баженовских пород и внедряющихся песчано-алевритовых [Гришкевич, Гатина, 2017].

Отдельные небольшие блоки баженовских пород при распространении оползня растекания отрывались и выталкивались выше основной массы пород, такие небольшие блоки также хорошо видны в сейсмическом волновом поле.

**Стадия 2.** Рисунок 2 иллюстрирует продолжение развития клиноформного комплекса после возникновения оползневых явлений, происходит накопление конусов выноса перед зоной АРБ, которая послужила преградой для дальнейшего переноса сносимого со склона материала. Накопление конусов выноса всегда очень геометрично, логично по отношению к существующим условиям структурного плана (палеоплана), поэтому естественно, что существующая преграда в виде приподнятых пластин баженитов в совокупности с уже сформированными песчано-алевритовыми оползневыми массами, которые перекрывают путь к дальнейшей транспортировке осадка.



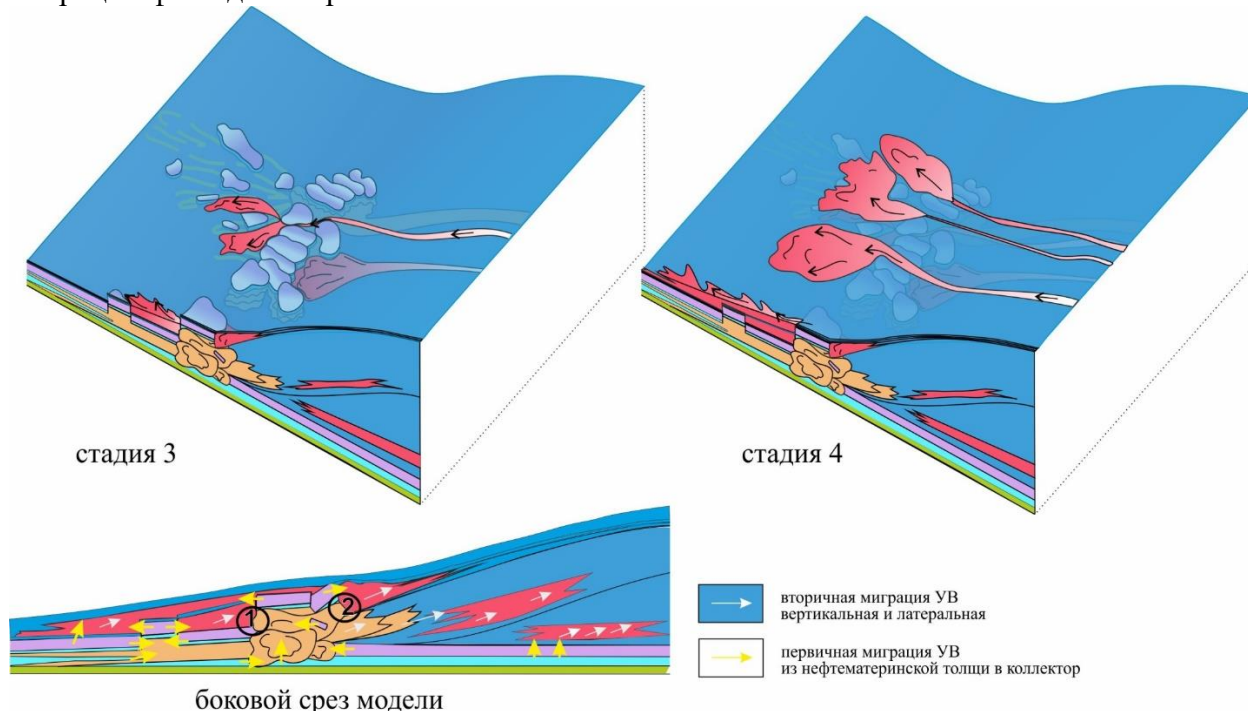
**Рисунок 2. Стадия 1** - первичное образование зоны аномальных разрезов путем оползания и внедрения ачимовских песчано-алевритовых отложений в менее плотные карбонатно-глинисто-кремнистые осадки баженовской толщи; **стадия 2** - продолжение развития клиноформного комплекса

после возникновения оползневых явлений, накопление конусов выноса перед зоной АРБ, которая послужила преградой для дальнейшего переноса сносимого материала.

Важным моментом является возникновение возможной гидродинамической связи между песчаниками АРБ и песчаниками более молодого конуса выноса за счет боковых поверхностей песчаных тел, которые не были разделены глинистыми перемычками (боковой срез модели показан на рисунке 3).

**Стадия 3 (рисунок 3).** Продолжение развития клиноформного комплекса после возникновения оползневых явлений, продвижение дистрибутивных каналов дальше зоны развития оползней в АРБ (которая уже заполнилась более молодыми по отношению к АРБ отложениями и частично нивелировалась), разгрузка переносимого материала в палеопущенных областях сразу за зоной оползней, «обтекая» отдельные приподнятые «острова» баженовско-ачимовских отложений.

**Стадия 4 (рисунок 3).** Заключительная стадия развития данного клиноформного циклита, изначально обеспечившего возникновение оползневых явлений. Постепенное перекрытие ранее накопленных отложений, выравнивание палеорельефа за счет накопления пологих, широких конусов выноса. Гидродинамическая связь в данном типе отложений может осуществляться по боковым поверхностям отрыва отдельных «островов» баженитов, которые отламываясь и перемещаясь на стадии 1 создали систему трещин и ослабленных мест для миграции флюида наверх.



**Рисунок 3. Стадия 3** Продолжение развития клиноформного комплекса после возникновения оползневых явлений, продвижение конусов выноса за наиболее приподнятую зону АРБ; **стадия 4** - заключительная стадия развития рассматриваемого комплекса, выравнивание палеорельефа (условные обозначения дополнительно см. рис.2) и **боковой срез** итоговой модели с отмеченными 1 и 2 зонами контакта песчаников внутри АРБ и коллекторов ачимовской толщи

Обычно между нефтематеринской породой и песчаными коллекторами присутствуют глинистые слои подачимовских глин, что затрудняет возможность перетока УВ. Тогда как в данной картине понятно, что песчаники конусов выноса могут непосредственно налегать на песчаники зон АРБ, создавая единую связанную систему с прямым примыканием порового коллектора к нефтематеринской породе, что увеличивает перспективность площадей вблизи зон развития АРБ.

Таким образом, наличие зоны аномального разреза в баженовско-ачимовских отложениях может считаться поисковым критерием для обнаружения залежей УВ в пластах ачимовской толщи. К аналогичному выводу в своей работе пришла Е.В. Олейник в 2019 г. [Олейник, 2019]. Однако она рассматривает только миграцию вверх по пласту (зона 2 на боковом срезе на рисунке 3), тогда как зона 1 (рисунок 3) также может быть перспективной на поиск залежей УВ в ачимовской толще.

#### **Выводы.**

При анализе строения зон АР следует учитывать, что внедрение ачимовских отложений для одной и той же области может быть неоднократным, что приводит к разной морфологии аномальных тел. Рассмотренный пример строения зоны аномального контакта баженовско-ачимовских отложений может использоваться как типовое для зон однократного внедрения ачимовских отложений в баженовские. В последние годы проведено множество исследований зон более сложного устройства с несколькими этапами внедрения, таких как, например, Имилорская зона [Гришкевич и др., 2017а], в том случае данная модель может иллюстрировать состояние седиментационного склона после первичного внедрения.

На данный момент не существует единых общепринятых критериев прогнозирования развития коллектора, тем более нефтеносного, в отложениях зон аномальных разрезов баженовско-ачимовского комплекса. Поняв принципиальную модель строения зоны контакта баженовских и ачимовских пород аномального типа (АРБ), можно оконтурить перспективные объекты и рекомендовать определенные области, перспективные на получение промышленного притока нефти.

Одновременно с этим становятся наглядно понятны пути возможной миграции УВ из баженовских отложений в вышележащие ачимовские пласты за счет примыкания алевро-песчаников внутри АР и терригенных тел вышележащих конусов выноса клиноформной толщи. В результате формируются предпосылки образования единых крупных и гидродинамически связанных баженовско-ачимовских резервуаров.

#### **Библиография.**

1. Гришкевич В.Ф., Лагутина С.В., Панина Е.В., Долматова С.С., Лаптей А.Г., Торопов Э.С., Стариков В.С., Хорошев Н.Г., Блинкова А.В. (2017а) Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты: физическое моделирование и практическое применение // Геология, геофизика и разработка месторождений нефти и газа. 2017, №3, с. 33-47.
2. Гришкевич В.Ф., Гатина Н.Н., Сидоренко А.О., Карпова Е.В. Опыт петрографического анализа механизма формирования аномального разреза баженовской свиты на Имилорской площади Западной Сибири. Литосфера. 2019;(2):209-227. <https://doi.org/10.24930/1681-9004-2019-19-2-209-227>
3. Гатина Н.Н., Чуб А.О., Голованова М.П. Спектральная декомпозиция для построения модели внутреннего устройства области развития аномальных разрезов ачимовско-баженовского комплекса // Материалы XXIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск, ООО «Издательский дом «ИздатНаукаСервис». 2020, с.59–64.
4. Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения. Известия высших учебных заведений // Нефть и газ. 2017, №6, с. 34-42.
5. Олейник Е.В. Анализ закономерностей строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью клиноформной части неокомских отложений на территории ХМАО. Диссер. канд. геол.-минер. наук, ТИУ, Тюмень, 2019, 154 с.
6. Панченко И.В., Немова В.Д., Смирнова М.Е., Ильина М.В., Барабошкин Е.Ю., Ильин В.С. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керн и ГИС // Геология нефти и газа. 2016, № 6, с. 22-34



## КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

*АНО ВО «Университет Иннополис»*

### **Введение**

Анализ керна и пластовых флюидов является основой для создания цифровых моделей месторождений нефти и газа, основное назначение которых заключается в определении объема геологических запасов углеводородов (статические модели) или для определения коэффициентов извлечения, а также для прогнозирования профилей добычи углеводородов при проведении экономического анализа (динамические модели) [Кальчева, 2009]. Не менее важной задачей является полнота и качество исследований керна, достоверность получаемых данных, сохранение обработанного кернового материала и полученных результатов с возможностью их использования в перспективе при решении новых оптимизационных задач геологоразведочных работ и разработки месторождений.

Современные лабораторные исследования керна – это высокотехнологический производственный процесс, призванный обеспечить рациональное использование каменного материала с получением статистически обоснованного результата. Ключевыми компонентами процесса являются дорогостоящее оборудование, которым комплектуются лабораторные комплексы, и квалифицированный персонал, способный проводить работы на этом оборудовании и обрабатывать результаты исследований. Цифровизация практически всех лабораторных испытаний связана с передачей и обработкой данных на персональном компьютере или возможностью сохранения и обработки с использованием корпоративных компонент «клиент-серверной» архитектуры. Последние остаются достаточно востребованными, но уровень внедрения в коммерческих лабораториях остается слабым. В большинстве случаев обработка результатов происходит в программном обеспечении в составе испытательного оборудования, а окончательная аккумуляция результатов, аналитическая обработка и представление отчетной документации вынесена на периферию стандартных офисных программных пакетов. Такое распределение ресурсов приводит к сложности передачи информации между отдельными структурами лаборатории (исследования фильтрационных свойств, исследование петрофизических свойств, геомеханические испытания), временным затратам на общий анализ результатов и взаимную увязку данных и практически не позволяет работать инженерам лаборатории со стандартным геофизическим планшетом для понимания общей картины качества лабораторных исследований в контексте проведенных геофизических исследований скважин.

Целью работы является разработка пилотного проекта по автоматизации лабораторных исследований керна в рамках отдельной лаборатории геомеханики. Проект предполагает масштабирование на все лаборатории крупного научно-исследовательского института в составе нефтедобывающего предприятия.

Задачи проекта сформированы в требованиях технического задания и отражают ожидания специалистов, а именно создание блоков:

- чтения файлов с испытательных машин (сервоприводы гидравлические или электромеханические для систем нагружения/разгрузки, системы измерения скорости прохождения ультразвуковых волн) любого промышленного производителя оборудования;
- обработки данных геомеханических испытаний (Рисунок 1);
- графической работы с изображениями (фотографии образцов керна);
- подключения к внешним источникам передачи изображений (тест на твердость по Бринеллю)
- алгоритма компьютерного зрения;
- проекта с многопользовательским доступом и базой данных;

- логирования и администрирования;
- анализа данных (корреляционно-регрессионный анализ);
- записи результатов исследования в формат LAS.

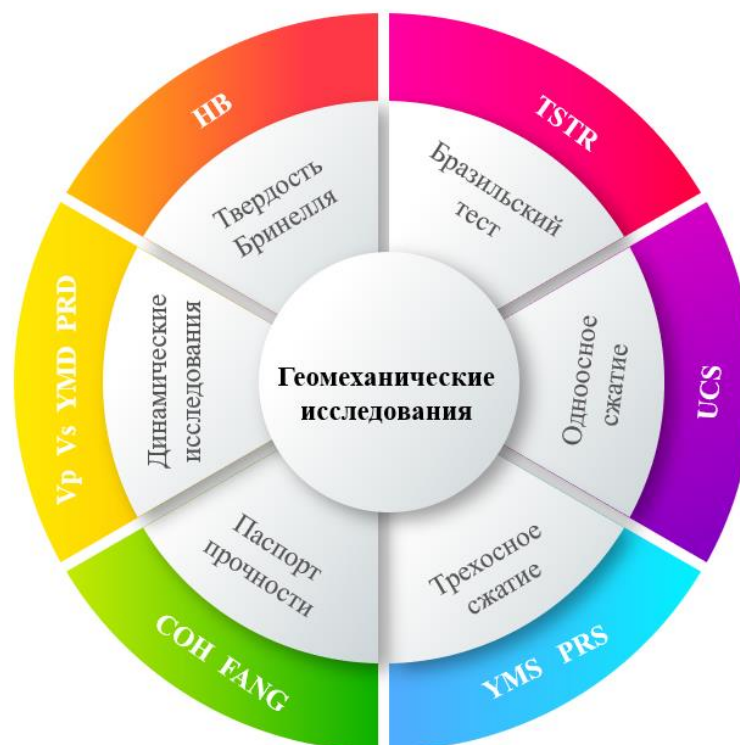


Рисунок 1. Рассчитываемые геомеханические параметры крнкового материала

### Модули обработки и интерпретации данных

Функциональные возможности программного обеспечения охватывают полный перечень необходимых процедур обработки и интерпретации данных геомеханических исследований керна [МакФи, 2018; ASTM D3967-08; ASTM D7012-14; ISRM, 2014], начиная от импорта файлов записи процессов, получаемых с испытательных установок, и заканчивая экспортом отчета, содержащего таблицы результатов, графики, фотографии керна.

Реализованное программное обеспечение позволяет автоматизировать следующие виды исследований:

- определение пределов прочности на одноосное растяжение (бразильский тест), одноосное и трехосное сжатие;
- расчет параметра твердости Бринелля с алгоритмом распознавания отпечатка, сделанного на образце керна;
- построение паспортов прочности с возможностью объединения образцов в наборы по глубине, литологии, стратиграфии;
- определение скоростей прохождения продольных и поперечных волн с автоматическим определением времен первых вступлений.

Инструменты обработки данных дополняются модулями интерпретации и визуализации результатов расчетов (Рисунок 2). Имеется возможность отображения и сопоставления рассчитанных значений с данными каротажей как на планшетах, так и в 3D сцене, построения всех типов зависимостей: Керна-Керна, ГИС-ГИС, Керна-ГИС.

## Направление разработки в области фильтрационных экспериментов

В настоящее время проводится расширение функциональных возможностей разрабатываемого комплекса для обработки результатов измерений по вытеснению при фильтрации стационарным и нестационарным методом (JBN) - COREY, LET.

При нестационарной фильтрации создаются алгоритмы расчета относительных фазовых проницаемостей на различных этапах вытеснения и оптимизация результатов с подбором кривых накопленной нефти и давлений.

При стационарной фильтрации разрабатывается алгоритм расчета относительных фазовых проницаемостей в точках установившейся фильтрации в зависимости от количества режимов фильтрации.

Помимо обработки экспериментальных данных комплексная система содержит численный двух фазный симулятор. Требование к функционалу численного симулятора включает решение уравнения математической модели потока и для заданного набора значений параметров предоставление численных результатов для физических величин, используемых в процессе оценки, например совокупный добытый объем, падение давления, распределение насыщения и т. д. Роль процедуры оптимизации в численном симуляторе заключается в улучшении значений набора параметров путем минимизации целевой функции, которая статистически определяет различия между экспериментальными данными и численными результатами [Hurtado, 2004].

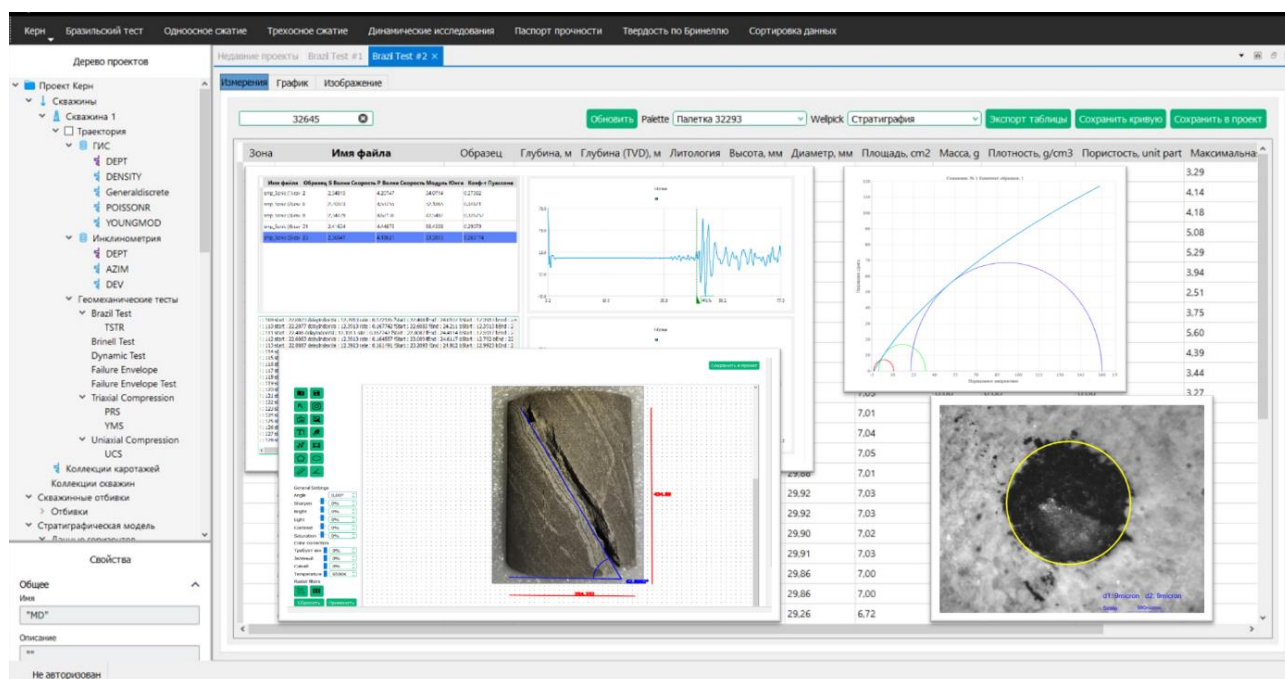


Рисунок 2. Интерфейс комплексной системы для лабораторных геомеханических испытаний

## Заключение

Лабораторные исследования ядерного материала обладают гораздо меньшим масштабом, но несравненно большей точностью определения параметров геологической среды в сравнении с дистанционными геофизическими исследованиями (данными ГИС, сейморазведки) пластов-коллекторов. Поэтому именно результаты испытаний ядра имеют решающее значение при оценке залежей полезных ископаемых и построении надежных моделей месторождений.

Несмотря на это, на сегодняшний день не существует отечественного программного обеспечения для автоматизации рутинных процедур при комплексных исследованиях образцов горных пород, способного сократить время, затрачиваемое специалистом на обработку и анализ массива лабораторных данных.

Представленное решение способно на качественно новом уровне обеспечить полный цикл обработки и интерпретации лабораторных исследований керна и масштабировать системное решение на уровень крупной нефтедобывающей компании.

### **Литература**

Кальчева, А.В. Керн – основной источник получения геологической информации. Георесурс. 3(31). 2009. С. 23-26.

МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. — М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. — xvi, 912 с.

ASTM D3967-08 Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens

ASTM D7012-14 Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014, <https://doi.org/10.1520/D7012-14>.

The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014 / Ed. R. Ulusay. ISBN 978-3-319-07712-3 DOI 10.1007/978-3-319-07713-0 Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London

Hurtado, F. S. V., Maliska C. R. et al. Development of a laboratory data interpretation software for determination of relative permeability curves by a parameter estimation method. Proceedings by Rio Oil & Gas Expo and Conference 2004.



## КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ CRM-МОДЕЛИРОВАНИЯ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ОЦЕНКИ СВОЙСТВ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ПЛАСТОВОГО ТИПА

*Федеральное государственное учреждение  
«Федеральный научный центр Научно-исследовательский  
институт системных исследований Российской академии наук»*

### **Введение**

CRM-модель - это математическая модель, описывающая интерференцию скважин в пласте с использованием уравнений двух видов: уравнения сохранения объема жидкости, отвечающего за «емкость» (С), и уравнения притока к скважине, отвечающего за сопротивление (R) [8, 9]. Емкостное уравнение является видом уравнения материального баланса и записывается в предположении фильтрации слабосжимаемой жидкости в упругом пласте. В качестве уравнения притока обычно используют уравнение Дюпюи. В случае необходимости нестационарный характер притока к скважине учитывают с помощью модели Чекалюка. Как правило задача рассматривается в однофазной постановке. В зависимости от размеров рассматриваемого в емкостном уравнении объема пласта (дренируемый объем одной добывающей скважины, совместный поровый объем взаимодействующей пары добывающей и нагнетательной скважины, поровый объем пласта целиком) и учета различных физических явлений выделяют несколько видов CRM-моделей. Переток жидкости между соседними дренируемыми объемами считается пропорциональным перепаду давления между ними. CRM-модели используются для анализа разработки месторождений, краткосрочного прогнозирования показателей разработки, анализа интерференции скважин и оптимизации системы заводнения. Как правило систему уравнений CRM-модели стараются решить аналитически.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИ) являются источником данных о фильтрационно-емкостных свойствах пластов (гидропроводность, пьезопроводность, эффективная проницаемость, абсолютная проницаемость, открытая пористость, работающая эффективная толщина), данных о энергетическом состоянии пласта (пластовое давление и температура), состоянии призабойной зоны скважин (скин-фактор), расположении и конфигурации непроницаемых границ (тектонических или литологических экранов), особенностях геологического строения и неоднородности пласта (двойная пористость и двойная проницаемость, коэффициент анизотропии проницаемости), особенностях конструкции скважин (эффективная длина горизонтального ствола, длина и проводимость трещины гидроразрыва) и многих других. Эти данные используются при геологическом моделировании, подсчете запасов, гидродинамическом моделировании, а также при анализе, проектировании и контроле разработки месторождений. Наиболее информативными видами ГДИ являются исследования на неустановившихся режимах - гидропрослушивание и исследование методом восстановления (падения) давления. Однако эти методы связаны с остановкой скважин, что приводит к потерям в добыче нефти. Поэтому их использование с каждым годом сокращается. Кроме того, нефтяная промышленность России постепенно переходит к разработке низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов. В таких коллекторах для проведения ГДИ скважины необходимо останавливать на месяцы, что является неприемлемым. Поэтому развиваются методы ГДИ без остановки скважин: decline analysis / production analysis (анализ длительных кривых забойного давления и дебита в работающей скважине), метод двух режимов, метод пуска скважины после кратковременной остановки, исследования работы скважины с переменным дебитом, односкважинная деконволюция, мультискважинная деконволюция и пр.

Применению CRM-моделей для мультискважинной деконволюции данных о забойных давлениях и дебитах в работающих скважинах с целью уточнения геологического строения и оценки свойств залежи нефти пластового типа посвящена эта работа.

## 1. Математическая модель

Деконволюция, обратная свёртка или развёртка - в математике операция, обратная свёртке сигналов. Обратная свёртка широко используется в обработке сигналов и изображений, а также для других инженерных и научных приложений. В общем случае целью деконволюции является поиск решения уравнения свёртки, заданного в виде:

$$f * g = h, \quad (1)$$

где  $h$  - записанный сигнал,  $f$  - сигнал, который требуется восстановить, причём известно, что сигнал  $h$  получен путём свёртки сигнала  $f$  с некоторым известным сигналом  $g$ .

В случае ГДИ конволюция может использоваться для записи решения уравнения пьезопроводности, которое описывает случай неустановившегося притока слабосжимаемой жидкости в упругом пласте к скважине. Тогда деконволюция может быть применена для поиска функции, связывающей изменение давления и дебита в работающей скважине. Эта функция комплексно описывает свойства пласта и скважины. Зная эту функцию можно смоделировать классические ГДИ на неустановившемся режиме, которые затем можно интерпретировать обычным способом и определить параметры модели - свойства пласта и скважины, пластовое давление, расстояние до границ и пр. Если в пласте работают несколько интерферирующих между собой скважин - используется мультискважинная деконволюция [1, 2, 4-7]. Тогда уравнение притока с использованием конволюции (свёртки) имеет вид:

$$P_{w,i}(t) = P_0 - \int_0^t q_i(\tau) g_i(t - \tau) d\tau - \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau) g_{l,i}(t - \tau) d\tau, \quad l \neq i, \quad (2)$$

где индекс  $i$  соответствует исследуемой скважине, а индекс  $l$  - окружающим ее и интерферирующим с ней скважинам,  $M$  - количество скважин,  $g_i$  - функция самовлияния  $i$ -ой скважины,  $g_{l,i}$  - функция влияния скважины  $l$  на скважину  $i$ .

В общем виде решение задачи мультискважинной деконволюции (2) и поиск функций влияния и самовлияния является очень трудоемким процессом. Вместо этого можно перейти к эквивалентной задаче и описывать интерференцию скважин с помощью CRM-модели, восстанавливая ее коэффициенты на основании известных данных о забойных давлениях и дебитах.

Будем приписывать каждой скважине собственный дренируемый объем. Рассмотрим систему линейных обыкновенных дифференциальных уравнений и замыкающих соотношений, описывающую CRM-модель для мультискважинной деконволюции данных о забойных давлениях и дебитах:

$$c_{t,i} V_{p,i} \frac{dp_i}{dt} = -q_{l,i}(t) - \sum_{j=1}^{N_i} q_{l,ij}(t) + q_{a,i}(t), \quad (3)$$

$$q_{l,i}(t) = PI_i [p_i(t) - p_{w,i}(t)], \quad (4)$$

$$PI_i(t) = \frac{PI_{i,0}}{1 + a_i \ln\left(\frac{t}{\tau_i}\right)} \quad (\text{рост дебита}), \quad PI_i(t) = b_i - \frac{PI_{i,0}}{1 + a_i \ln\left(\frac{t}{\tau_i}\right)} \quad (\text{падение дебита}),$$

$$(5) \quad q_{l,ij}(t) = PI_{ij} [p_i(t) - p_j(t)], \quad (6)$$

$$c_{t,i} V_{p,i} \frac{dp_i}{dt} = q_{iw,i}(t) - \sum_{j=1}^{N_i} q_{l,ij}(t) + q_{a,i}(t), \quad (7)$$

$$q_{iw,i}(t) = PI_i [p_{w,i}(t) - p_i(t)]. \quad (8)$$

$$(c_{r,a} + c_w) V_{p,a} \frac{dp_a}{dt} = - \sum_{i=1}^{N_a} q_{a,i}(t), \quad (9)$$

$$q_{a,i}(t) = PI_{a,i} [p_a(t) - p_i(t)]. \quad (10)$$

где (3) - уравнение сохранения объема жидкости в пластовых условиях для  $i$ -ого дренируемого порового объема  $V_{p,i}$  (случай добывающей скважины),  $c_t$  - общая сжимаемость пласта и жидкости,  $p_i$  - пластовое давление в  $i$ -ом поровом объеме,  $t$  - время,  $q_{l,i}(t)$  - дебит жидкости  $i$ -ой скважины в пластовых условиях,  $q_{l,ij}(t)$  - переток жидкости из  $i$ -ого дренируемого объема в  $j$ -ый,  $q_{a,i}(t)$  - приток воды из законтурной водоносной области (аквифера) в  $i$ -ый дренируемый поровый объем, (4) - уравнение притока жидкости к добывающей скважине,  $PI_i$  - коэффициент продуктивности  $i$ -ой скважины,  $p_{w,i}(t)$  - забойное давление в  $i$ -ой скважине, (5) - соотношения для учета нестационарного характера притока жидкости к скважине при изменении режима ее работы (включая пуск и остановку),  $PI_{i,0}$ ,  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $\tau_i$  - коэффициенты аппроксимации, (6) - уравнение перетока жидкости между двумя взаимодействующими поровыми объемами  $i$  и  $j$ ,  $PI_{ij}$  - коэффициент перетока, (7) - уравнение сохранения объема жидкости в пластовых условиях для  $i$ -ого дренируемого порового объема (случай нагнетательной скважины),  $q_{iw,i}(t)$  - расход воды  $i$ -ой нагнетательной скважины в пластовых условиях, (8) - уравнение, описывающее работу нагнетательной скважины, (9) - уравнение сохранения объема воды в пластовых условиях для законтурной водоносной области (аквифера),  $c_{r,a}$  - сжимаемость породы законтурной водоносной области,  $c_w$  - сжимаемость воды,  $V_{p,a}$  - поровый объем законтурной водоносной области (аквифера),  $p_a$  - давление в законтурной водоносной области (аквифере),  $N_a$  - количество дренируемых поровых объемов скважин, связанных с законтурной водоносной областью (аквифером), (10) - уравнение перетока воды из законтурной водоносной области (аквифера) в  $i$ -ый дренируемый поровый объем.

Для решения системы уравнений (3) - (10) ее необходимо дополнить начальными условиями для давления в поровых объемах и законтурной области.

В этой работе дифференциальные уравнения (3), (7) и (9) аппроксимируются с помощью разностной схемы первого порядка (метод Эйлера) и решаются численно.

Обратная задача по определению неизвестных коэффициентов системы (3)-(10) при заданных дебитах жидкости добывающих скважин, расходе воды нагнетательных скважин и забойных давлениях решается в данной работе с помощью квазиньютоновского метода.

## 2. Математическое моделирование и интерпретация результатов исследований

Рассмотрим пример использования предложенного подхода к мультискважинной деконволюции данных о забойных давлениях и дебитах в работающих скважинах на примере залежи нефти пластового типа. Будем анализировать модельные данные, поскольку в этом случае мы точно знаем свойства пласта и можем оценить точность определения фильтрационно-емкостных свойств.

Гидродинамическая модель создавалась в симуляторе Rubis компании Карра Engineering [3]. Пласт неоднороден по толщине и простираению, есть активная законтурная водоносная область (аквифер). По толщине пласт разбит на 5 пропластков. Фильтрация двухфазная - нефть и вода. Капиллярных и гравитационных сил нет. Фильтрационно-емкостные свойства заданы в точках расположения скважин. В межскважинной зоне свойства получены интерполяцией. Всего на залежь пробурено 14 скважин, из их работают 7, рис. 1. Скважины пускаются в работу неодновременно. Залежь осложнена тремя короткими разломами, которые являются непроницаемыми границами.

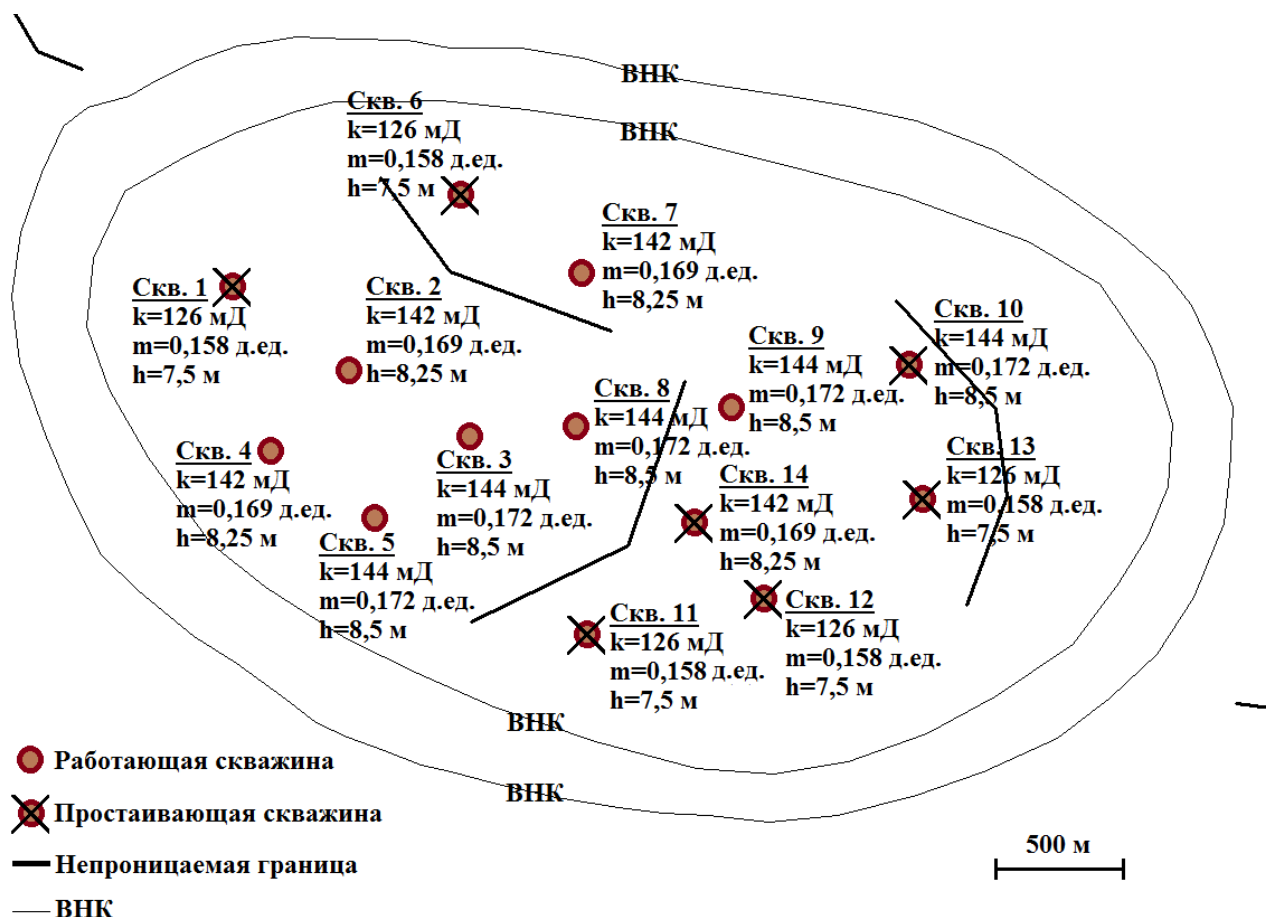


Рис. 1. Скважины, границы и осредненные по толщине фильтрационно-емкостные свойства в модели

$k$  – абсолютная проницаемость,  $m$  – открытая пористость,  $h$  – эффективная нефтенасыщенная толщина

Средняя абсолютная проницаемость пласта составляет 102 мД, открытая пористость – 0,15 д.ед., эффективная нефтенасыщенная толщина – 8,1 м. Вертикальной анизотропией проницаемости пренебрегается. Начальное пластовое давление - 300 бар на глубине 3008 м. Нефть легкая, вязкость в пластовых условиях – 0,47 мПа·с.

Построим CRM-модель для мультискважинной деконволюции данных о забойных давлениях и дебитах скважины № 3. Будем считать, что скв. № 2 напрямую связана со скв. № 3 и 4, скв. № 3 напрямую связана со скв. №№ 2, 3, 5 и 8, скв. № 4 напрямую связана со скв. №№ 2, 3 и 5, скв. № 5 напрямую связана со скв. №№ 3 и 4, скв. № 7 напрямую связана со скв. №№ 8 и 9, скв. № 8 напрямую связана со скв. №№ 3, 7 и 9, скв. № 9 напрямую связана со скв. №№ 7 и 8. С законтурной водоносной областью (аквифером) имеют прямую связь внешние скважины №№ 2, 4, 5, 7 и 9. Остальные связи осуществляются неявно, через дренируемые объемы других скважин. Простаивающие скважины в расчетах не чувствуют. Результаты расчетов с помощью CRM-модели приведены на рис. 2.



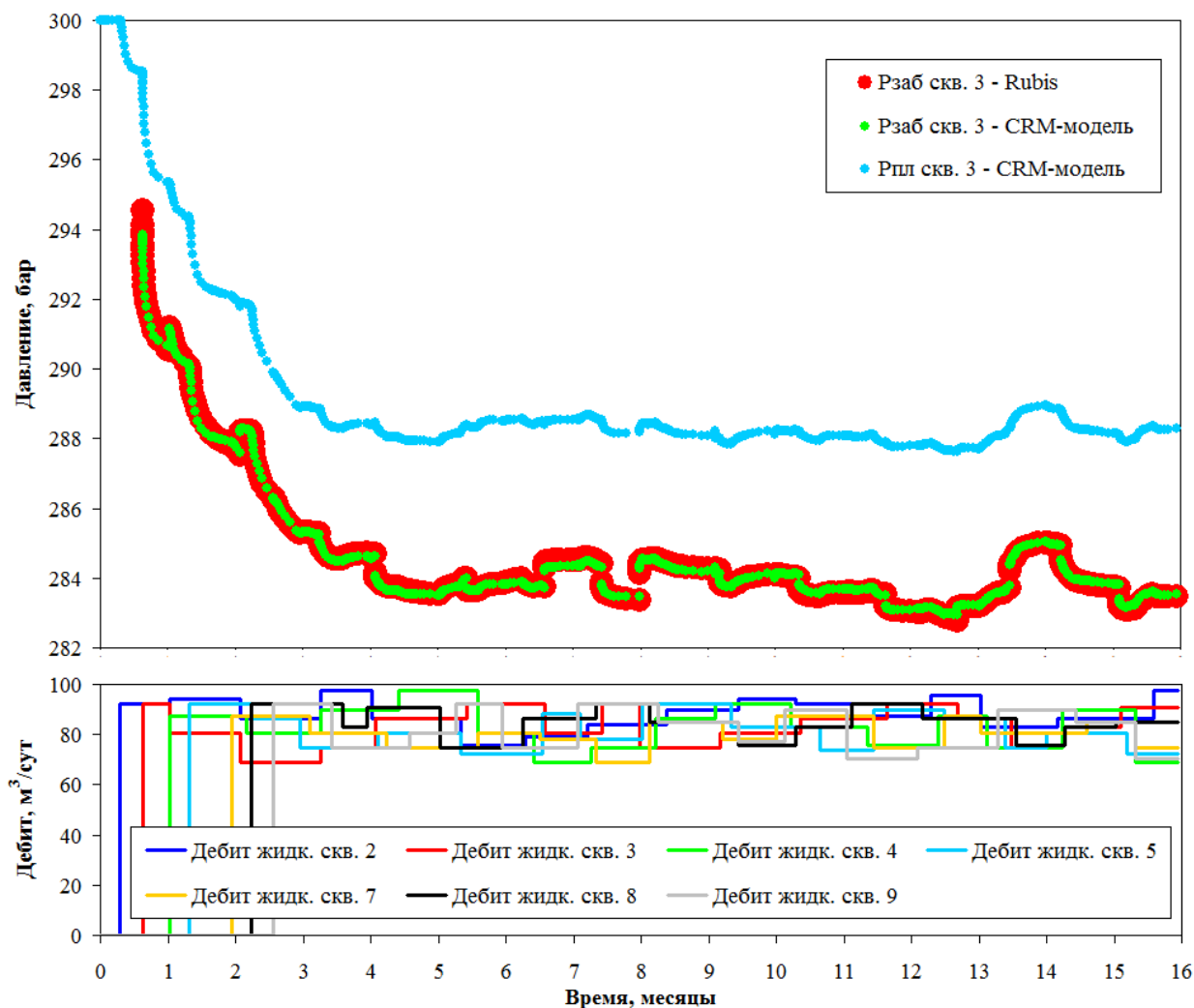


Рис. 2. Мультискважинная деконволюция данных о забойных давлениях и дебитах в скв. № 3

При деконволюировании кривой забойного давления в скв. № 3 получено хорошее совмещение кривой, полученной с помощью CRM-модели и с помощью гидродинамического симулятора Rubis компании Карра Engineering, рис. 2. В результате с помощью построенной CRM-модели были рассчитаны: кривая стабилизации давления при пуске в работу скв. № 3 с постоянным дебитом, кривые реагирования при гидропрослушивании по схеме скв. № 3 – реагирующая, скв. №№ 2, 4, 5, 7, 8 и 9 – возмущающие. Возмущение происходит однократным импульсом. Возмущения от разных скважин друг на друга не накладываются. Полученные кривые реагирования и кривая стабилизации давления были обработаны в программе Saphir компании Карра Engineering [3] методом наилучшего совмещения. При обработке использовалась модель прямоугольного пласта. В процессе интерпретации определялись: гидропроводность и пьезопроводность пласта, скин-фактор скв. № 3 (для кривой стабилизации давления) и расстояние до границ. При известных гидропроводности и пьезопроводности, а также при заданной открытой пористости определялись абсолютная проницаемость и эффективная толщина. Результаты обработки приведены на рис. 3. Они хорошо соотносятся с параметрами, изначально заданными в модели, рис. 1.

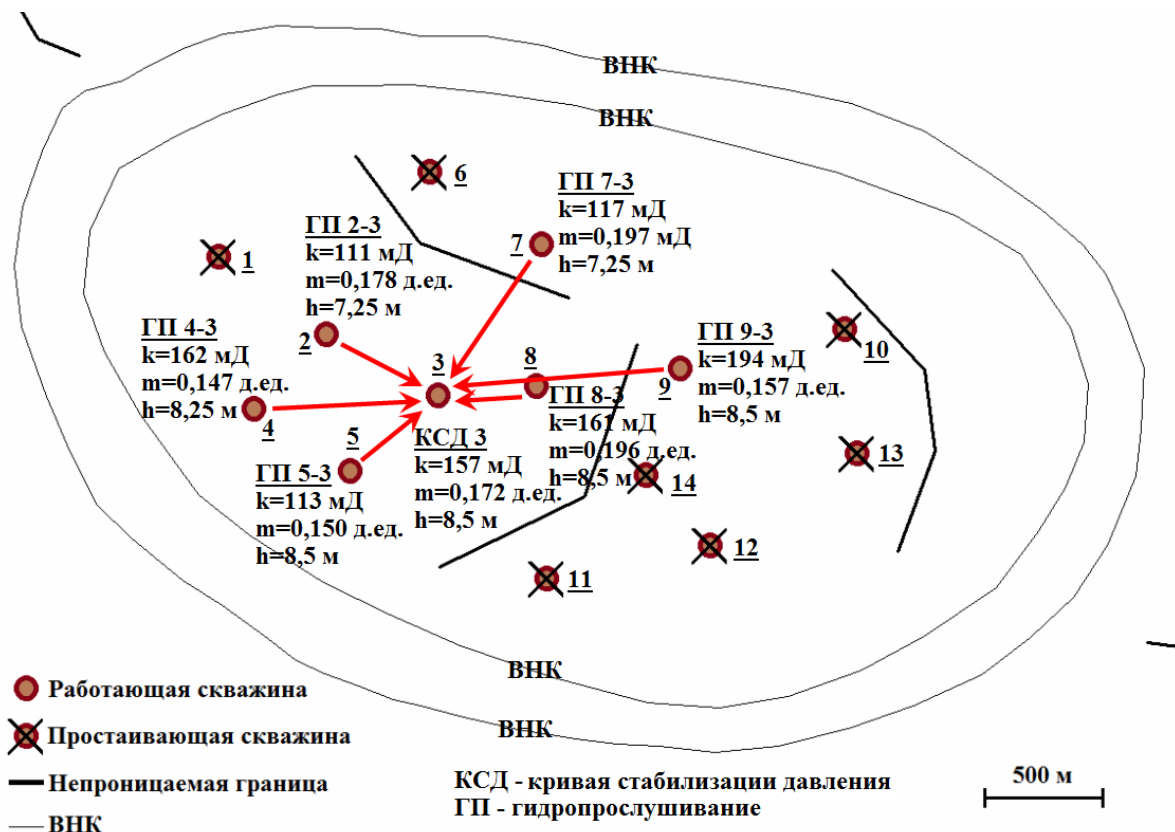


Рис. 3. Результаты интерпретации гидродинамических исследований скв. № 3 - фильтрационно-емкостные свойства на карте расположения скважин и границ

### Заклучение

Предложен новый подход к мультискважинной деконволюции данных о дебитах и забойных давлениях в работающих скважинах с помощью CRM-моделей. Он позволяет:

1. Выделять из кривой забойного давления в работающей скважине кривые самовлияния и взаимовлияния.
2. Разделять изменение забойного давления в работающей скважине на вклад самой анализируемой скважины и вклад каждой из окружающих ее и интерферирующих с ней скважин.
3. Анализировать и прогнозировать пластовое давление.
4. Прогнозировать забойное давление с учетом интерференции скважин.
5. Анализировать активность законтурной водоносной области.
6. Рассчитывать кривые реагирования для гидропрослушивания и кривые стабилизации давления для пуска скважины в работу с постоянным дебитом, которые затем можно интерпретировать методом наилучшего совмещения и определять свойства пласта.

Таким образом, новый подход позволяет преобразовать запись забойного давления и дебита в работающей скважине в запись тех же параметров при проведении гидродинамических исследований скважин, т.е. «провести» гидродинамические исследования скважин и определить свойства пласта без остановки скважин.

Новый подход в первую очередь предназначен для определения: гидропроводности, эффективной и абсолютной проницаемости пласта в околоскважинной (от десятков до сотен метров от скважины) и межскважинной (сотни метров) областях, размеров зоны дренирования и расстояния до непроницаемых границ, восстановления истории пластового давления.

Публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН - проведение фундаментальных научных исследований по теме № 0580-2021-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов».

### Литература

1. Gringarten A.C. Deconvolution of Well-Test Data as a Nonlinear Total Least-Squares Problem // SPE 77688. – 2004. – 16 p.
2. Gringarten A.C. From Straight Lines to Deconvolution: the Evolution of the State of the Art in Well Test Analysis // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2008. – February. – P. 41-62.
3. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere and all. Dynamic Data Analysis. V 5.30.01. Kappa Engineering, 2020. - 852 p.
4. Cumming J.A., Wooff D.A., Whittle T., Gringarten A.C. Multiwell Deconvolution // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. – 2014. - November. - P. 457–465.
5. Shi-Yi Zheng, Fei Wang. Multi-Well Deconvolution Algorithm for the Diagnostick, Analysis of Transient Pressure With Interference From Permanent Down-hole Gauges // SPE 121949, 2009. – 15 p.
6. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия: «Сложные системы: модели, анализ, управление». – 2017. - № 4. - С. 26–32.
7. Кричевский В.С. Мультискважинный ретроспективный тест // Доклад на Инновационном Форуме нефтяников «Исследования скважин – путь к дополнительной добыче нефти». Москва, 16-17 мая 2018. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: URL: <https://sofoil.com/MRT%20report.pdf>. (22.12.2017)
8. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В. и др. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - Т. 4. - № 4. - 2018. - С. 148-168.
9. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. The Use of Capacitance–Resistance Models for Rapid Estimation of Waterflood Performance and Optimization // Journal of Petroleum Science and Engineering. - V. 69 (3-4). - 2009. - P. 227-238.

## АНАЛИЗ ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ И ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ

*Федеральное государственное учреждение  
"Федеральный научный центр Научно-исследовательский  
институт системных исследований Российской  
академии наук" (ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН)*

### **Введение**

Современные подходы к анализу разработки месторождений нефти и газа требуют значительного объема уточняющей информации, как по отдельным участкам, так и по скважинам независимо от типа насыщенного углеводородами пласта-коллектора. Особым случаем можно считать анализ разработки карбонатных трещиноватых коллекторов по причине наличия трещинной и каверновой составляющей в структуре пустотного пространства. Наличие этих составляющих выражается в сниженном выносе кернового материала (иногда до полного разрушения), и ограниченных возможностях скважинных ГИС открытого ствола для целей определения коллекторских свойств и прогноза добычи. Однако, эти обстоятельства не исключают необходимости получения таких данных для моделирования как диаграммы относительных фазовых проницаемостей и информации о взаимном влиянии скважин. Определение взаимного влияния скважин будет продемонстрировано посредством аналитического и численного моделирования процесса добычи из участка пласта в карбонатном трещиноватом нефтенасыщенном коллекторе.

### **Данные и методы**

Исходные данные по исследуемому участку включают в себя историю дебитов и давлений, набор фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), информацию по лабораторным исследованиям проб нефти для разных пластовых давлений.

Исследуемый участок включает в себя три скважины, образующих «треугольник со сторонами 350-400 метров», две из которых (18sh и 24sh) имели полноценные гидродинамические исследования (ГДИ) повторяющиеся во времени. Третья скважина (2sh) имела только историю дебитов и забойного давления, не представляющую значительной ценности для интерпретации с целью определения ФЕС.

Чаще всего ФЕС по отдельным скважинам определяются по результатам ГДИ при остановке скважин с целью регистрации кривых восстановления давления, либо посредством отработки скважины на установившемся режиме при условии высокой чувствительности датчика на погружном насосе или самостоятельном измерительном средстве.

Сложившаяся практика текущей разработки месторождений не уделяет значительного внимания получению информации об изменении ФЕС во времени в зоне дренирования отдельных скважин. Также имеют место предельные сокращения исследования скважин с отбором керна и методами промысловой геофизики, что приводит к значительным пробелам в охвате информацией о ФЕС пласта.

Упомянутые ограничения стали причиной появления в практике анализа разработки инструментов, позволяющих в относительно короткие сроки (по сравнению с трехмерным моделированием) «реконструировать» недостающую информацию [1,2] с уровнем точности, достаточным для принятия необходимых управленческих решений.

### **Результаты.**

Реконструкция диаграмм относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (рис. 1) для карбонатного трещиноватого нефтенасыщенного коллектора показывает достаточно достоверные результаты при расчетах материального баланса. В этом случае численное



моделирование участка пласта, в котором работает скважина с «реконструированными» ОФП позволяет учесть достаточно длительную историю (полгода и более). Но данный метод реализуем только при условии наличия достоверной истории пластового давления. Для скважины 2sh такая информация отсутствовала. Это полностью исключало расчет материального баланса с целью реконструкции диаграмм ОФП и оценки ФЕС путем пересчета. Для данного случая применение мультискважинной деконволюции [2] позволило получить «историю» пластового давления в зоне дренирования скважины 2sh (рис. 2). Наличие информации о пластовом давлении является определяющим при расчете объема водопритока в зону дренирования исследуемой скважины. Также, это позволяет определить режим дренирования пласта (истощение или частичное вытеснение притекающей к контуру водой) и рассчитать изменение водонасыщенности в пласте, необходимое для «реконструкции ОФП».

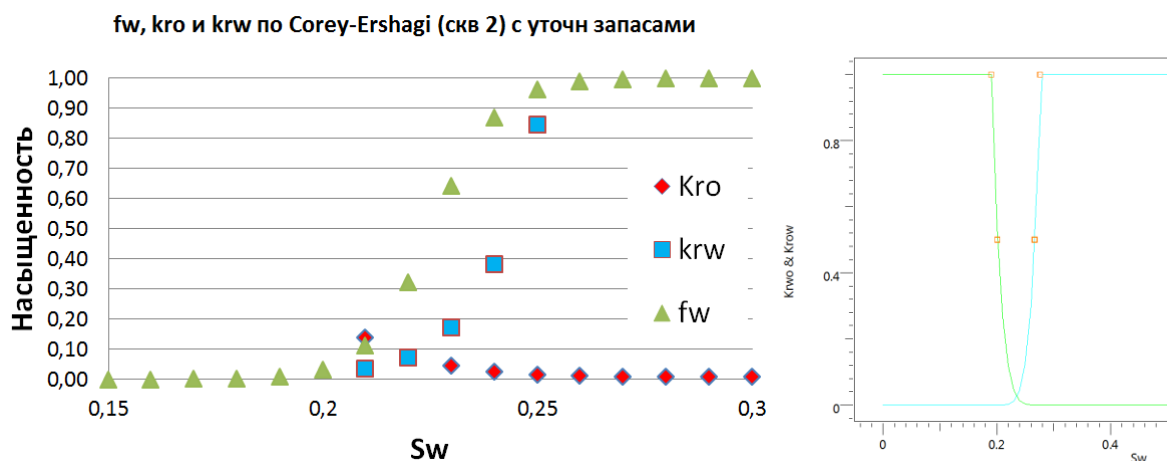


Рис 1. Пример реконструированной диаграммы ОФП по скважине 2sh. (Слева – расчет по матбалансу, справа – использованный в численном моделировании участка).

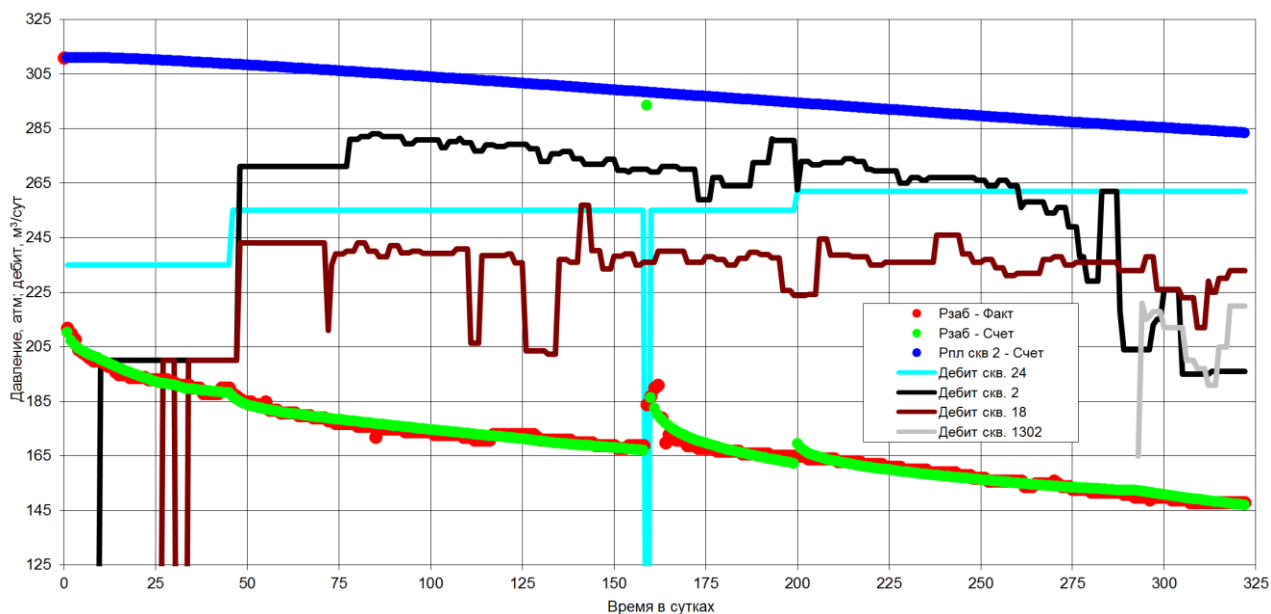


Рис 2. История работы скважин 24sh, 18sh, 2sh и «реконструкция» истории пластового давления в районе скв 2sh.

На рисунке 3 приведено сопоставление диагностических графиков, используемых для контроля корректности интерпретации результатов ГДИ. Расположение графиков фактических и расчетных кривых для всего исследуемого периода является показателем обоснованности предположений о ФЕС пласта в районе исследуемой скважины.

На рисунках 4 и 5 приведены графики истории дебитов и давлений в скв 2sh, построенные без учета диаграмм ОФП и с учетом диаграмм ОФП, реконструированных на основе мультискважинной деконволюции [2] и материального баланса [1]. Различия графиков достаточно существенны для подтверждения целесообразности применения в комплексе метода реконструкции ОФП на основе данных о взаимном влиянии, полученных с помощью мультискважинной деконволюции.

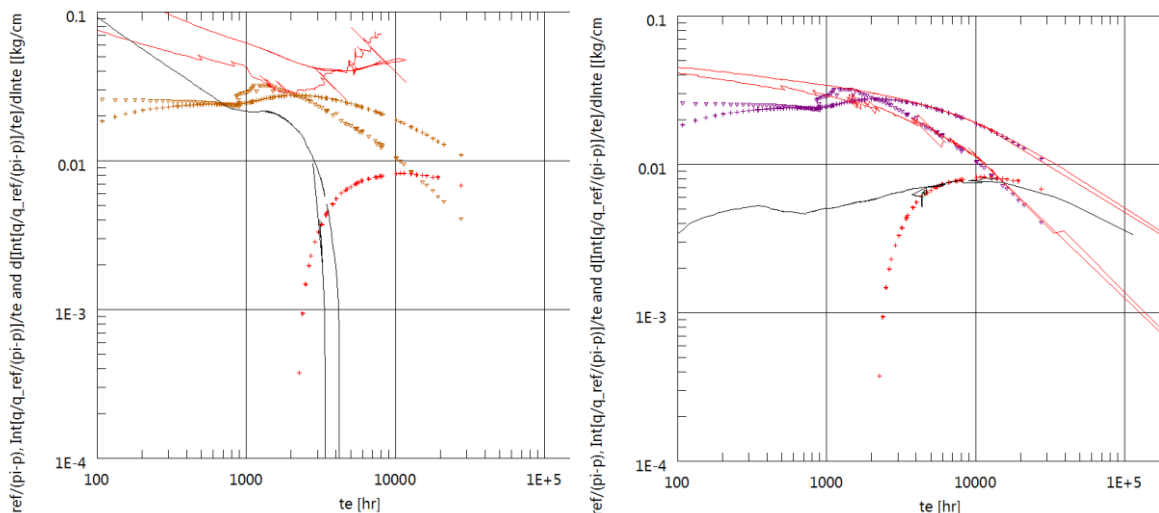


Рис 3. Диагностические графики Блэйсингейма в координатах время-давление (Слева - аналитическое моделирование без учета информации об ОФП в районе скважины 2sh. Справа - численное моделирование с использованием диаграмм ОФП, «реконструированных» с использованием метода мультискважинной деконволюции [2]).

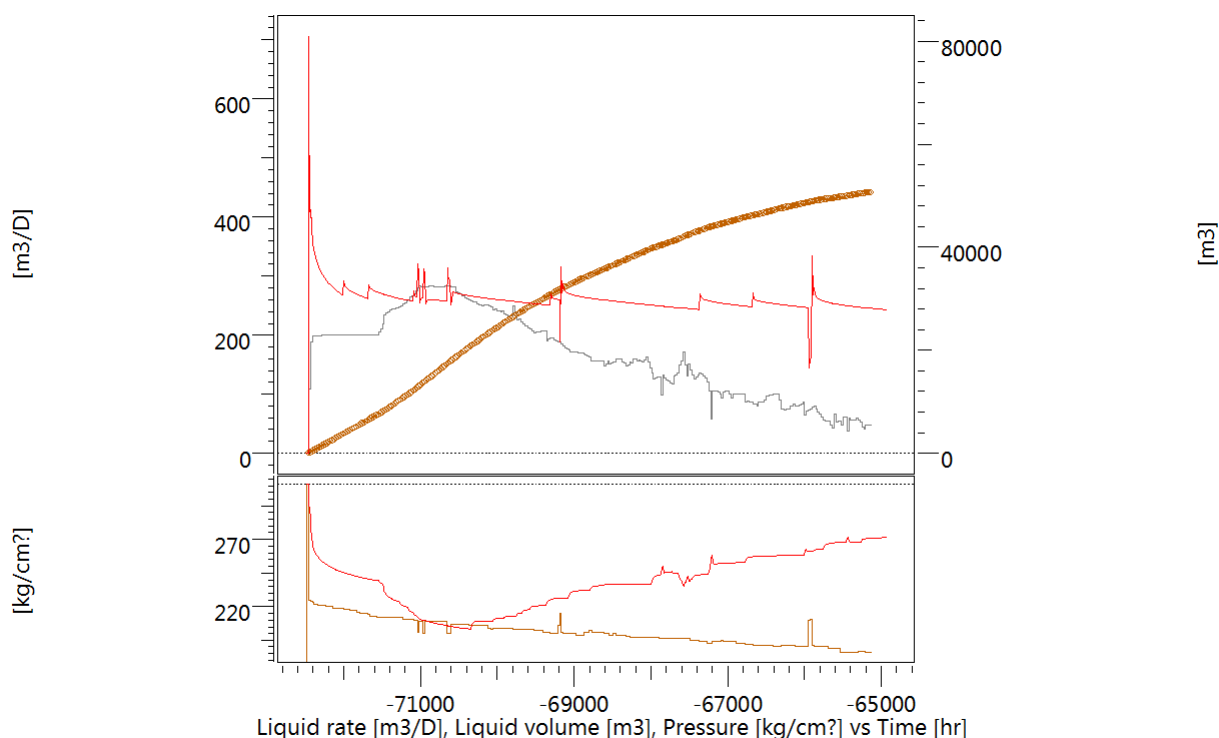


Рис 4. Фактический и расчетный дебит скважин 2sh без включения в расчет диаграмм ОФП.

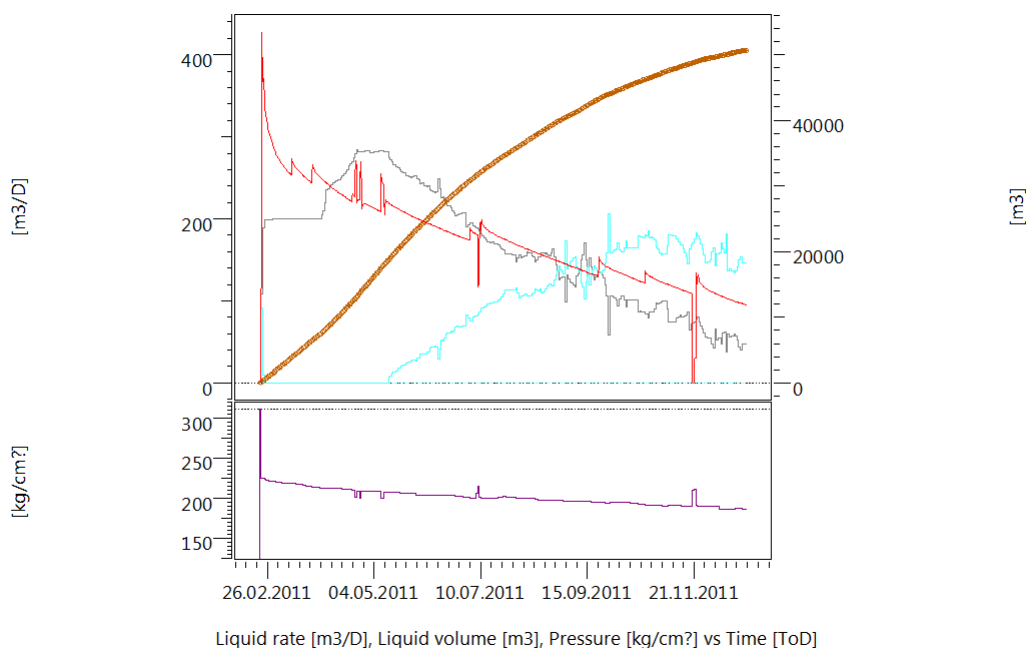


Рис 5. Фактический и расчетный дебит скважин 2sh с использованием в расчете «реконструированных» диаграмм ОФП.

### Заключение

Новые аналитические и численные разработки приобретают все большее значение для целей извлечения информации о насыщенном пласте. Целесообразность и обоснованность диктуется необходимостью сокращения неоправданных потерь в добыче и непроизводительных расходов. Комплексирование предложенных в работе подходов позволяет в конечном итоге значительно снизить ошибки ремасштабирования данных, получаемых по результатам исследований керна и геофизических исследований скважин.

Работа выполнена при поддержке программ Фундаментальных Научных Исследований № 0580-2021-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов».

### Список использованных источников

1. Колеватов А.А., Афанаскин И.В., Егоров А.А., Дяченко А.Г., Пономарев А.К., Ялов П.В. Выявление взаимного влияния скважин посредством применения реконструированных диаграмм относительных фазовых проницаемостей // Вестник кибернетики, № 3 (23), 2016. – с. 62-70.
2. Афанаскин И.В., Применение CRM-моделей для мультискважинной деконволюции данных о забойных давлениях и дебитах // Нефтепромышленное дело, № 11, 2020. - С. 60-67.

## РАЗВИТИЕ ПРОЦЕССА ДОУПЛОТНЕНИЯ ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

*Федеральное государственное учреждение  
"Федеральный научный центр Научно-  
исследовательский институт системных  
исследований Российской академии наук"*

### **Введение**

Пластовый процесс, связанный с упругой деформацией твердого пористого тела при снижении пластового давления называется процессом доуплотнения пласта (ПДП). Увеличивающееся эффективное напряжение в породе, которое вызвано падением пластового давления, сопровождается снижением пористости, повышением значений плотности насыщенной породы, изменением иных ее физических свойств.

Соответственно с классическими представлениями [1] на упругое сокращение пористости породы в процессе ПДП оказывают влияние два фактора. Первый связан с упругим расширением зерен минерального скелета под действием сокращающегося давления окружающей жидкости. Влияние данного фактора малосущественное. Другой фактор, который оказывает определяющее влияние на сокращение пористости, связан с деформацией тех же зерен под действием возрастающего сжимающего эффективного давления. Именно он считается основным и определяющим в упругом сокращении пористости породы.

Разработку на упругом режиме определяют два пластовых процесса, одним из которых является ПДП. Параллельно с ним всегда развивается другой процесс, связанный с упругой деформацией насыщающих пласт флюидов. Он гораздо чаще принимается во внимание, когда рассматривается разработка залежи на упругом режиме дренирования, поскольку во многих практических случаях доля упругого запаса энергии деформации твердого пористого тела сравнительно невелика. Все же, только сумма упругой энергии, которая связана с расширением насыщающих пласт флюидов, и упругой энергии расширения твердого скелета пласта представляет полный запас упругой энергии пласта, который с разной степенью эффективности может использоваться для добычи углеводородов. Развитие двух этих процессов в разном сочетании характерно всем залежам, разработка которых осуществляется на упругом и упруго-замкнутом режимах.

Наиболее четко присутствие и влияние ПДП проявляется в залежах, где коллектор представлен слабосцементированными разностями пород, а начальное пластовое давление является аномально высоким. Рассмотрим признаки и возможные проявления ПДП на примере одной нефтяной залежи юга России.

### **1. Анализ геолого-промысловых данных**

Разрез рассматриваемого нами объекта представлен глинистыми разностями с прослоями песчаников, алевролитов, известняков, и доломитизированных мергелей. Коллекторы состоят из алевролитов разной степени глинистости и мелко- среднезернистых песчаников с преобладанием глинистого и кальцитового цемента. Размеры залежи составляют 2,2-2,0 км, высота порядка 40 м, по типу – пластовая, литологически ограниченная.

На исследуемой нами залежи эксплуатация началась в 2009 году скважиной, которая является первой и единственной, после ее перевода с нижней продуктивной пачки. Было произведено опробование двух интервалов перфорации в нижней трети продуктивного разреза (рис. 1).

За первые три года было установлено значительное падение пластового давления на 37 %, с начальных 58,4 МПа до 36,7 МПа. В то же время наблюдался последовательный значительный рост дебита нефти и жидкости. Повышение дебита составило почти 293% с 47



Обводненность продукции до конца первого года эксплуатации была не выше 2 % и определялась только отбором конденсационной. Впоследствии процент воды стал постепенно увеличиваться, а по достижении пика в 9,1% начал снижаться, достигнув к концу третьего года значений, которые соответствуют выносу конденсационной воды и составляют 1,6%. В течение этого первого периода свыше объемов конденсационной воды было добыто около 3,1 тыс. т. воды из неизвестного источника (рис. 2).

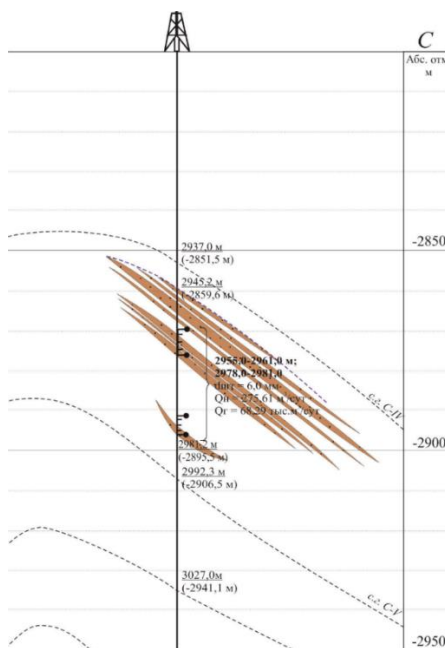
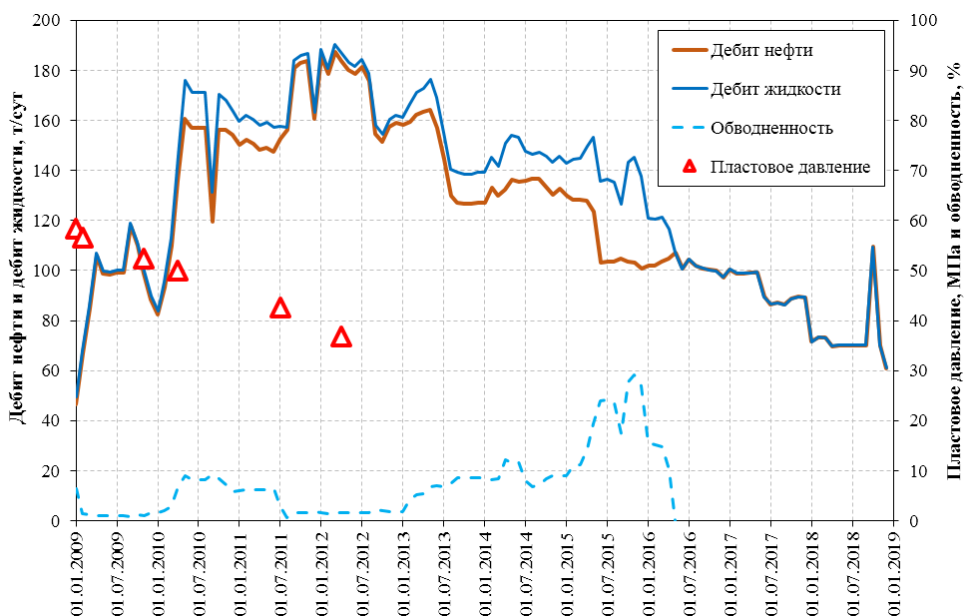


Рис. 1. Геологический профиль



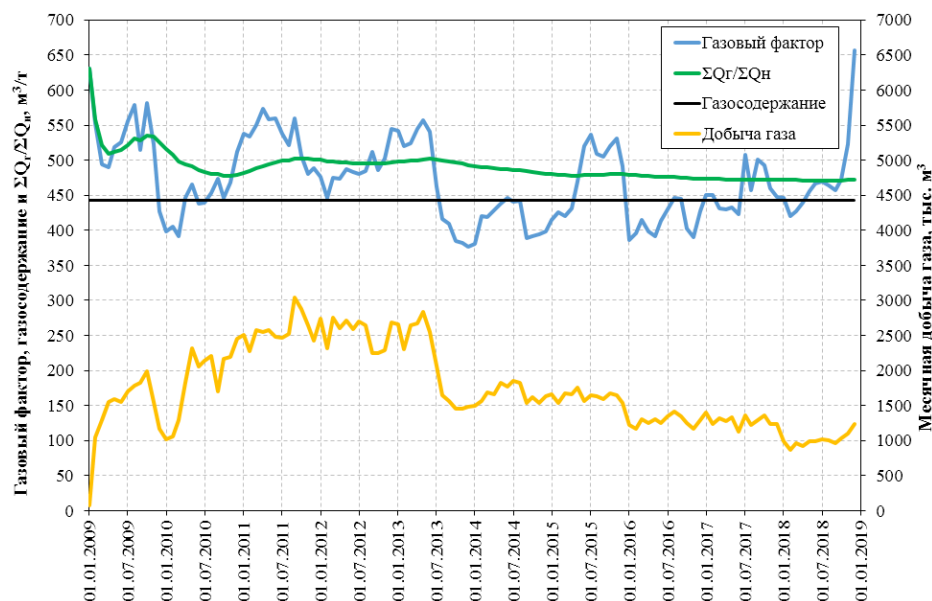


Рис 2. Динамика технологических показателей разработки (факт)  
 $\Sigma Q_g$  – накопленная добыча газа,  $\Sigma Q_n$  – накопленная добыча нефти, газосодержание дано по результатам лабораторного анализа глубинной пробы нефти

Величина текущего коэффициента извлечения нефти от геологических запасов нефти, перфорированных пропластков залежи значительно выше известных значений конечных коэффициентов извлечения нефти залежей на упругом режиме без аномально высокого пластового давления (0,295 д.ед. против 0,02-0,05 д.ед.). Завышенные значения коэффициентов извлечения указывают на то, что дренируемые запасы нефти в данной залежи существенно больше перфорированных участков и, видимо, включают запасы и не перфорированных пропластков нефтяной залежи.

Попытки разъяснить высокую текущую накопленную добычу и КИН с помощью интенсификации добычи и спонтанной растущей продуктивностью скважин не в состоянии объяснить повышение дебита скважины на 293%, не говоря уже о спонтанных периодах повышения и снижения обводненности. Нарастание депрессии повышением диаметра штуцера могло сказаться на приросте в дебите только на 55%, а установленное повышение продуктивности могло добавить к приросту дебита еще порядка 50%.

Наблюдающееся явление можно объяснить только последовательным и самопроизвольным подключением к дренированию и разработке не перфорированных объектов или пластов. Такими объектами самоподключения, вероятно, являются близрасположенные и неперфорированные верхние пропластки той же продуктивной залежи (рис. 1). Их подключение проходило, когда перепад давления между перфорированными и неперфорированными пропластками добирался до критической величины. Таким образом, история дальнейшей эксплуатации скважины была связана уже с дренированием всего разреза и выработкой запасов нефти всех и перфорированных, и неперфорированных продуктивных пропластков.

По истечении первых трех лет эксплуатации, помимо выноса песка и сопутствующих ему негативных последствий, появились и другие признаки развития процесса доуплотнения пласта, такие как появление межколонных давлений, песчано-глинистой пробки на забое, а также возникли подозрения об имевшем место смятии эксплуатационной колонны. При проведении гидродинамических исследований техническое состояние скважины ухудшилось оставленным на забое глубинным манометром с утяжелителем и почти тремя км проволоки. Очевидно, что по техническим причинам прямые замеры пластового давления и другие исследования в ней уже не производились и такое положение характерным образом сказалось на контроле за разработкой и на самой залежи.

Крайний замер пластового давления был проведен больше 7 лет назад и показал значение  $P_{пл}$  в 36,7 МПа, что является на 7,4 МПа выше, чем принятое значения  $P_{нас}=29,3$  МПа. Значение текущего газового фактора в этот период не превышало величину исходного значения газосодержания в 442,5 м<sup>3</sup>/т. Устойчивое развитие газового фактора, свидетельствует о том, что разработка залежи до 2020 г. продолжалась на том же упругом режиме без перехода на режим растворенного газа. Таким образом, возникла возможность путем экстраполяции зависимости фактических данных «дебит-накопленный отбор нефти» получить оценку потенциала накопленной добычи нефти, полученного только за счет упругого режима. На рис. 3 приведена такая зависимость.

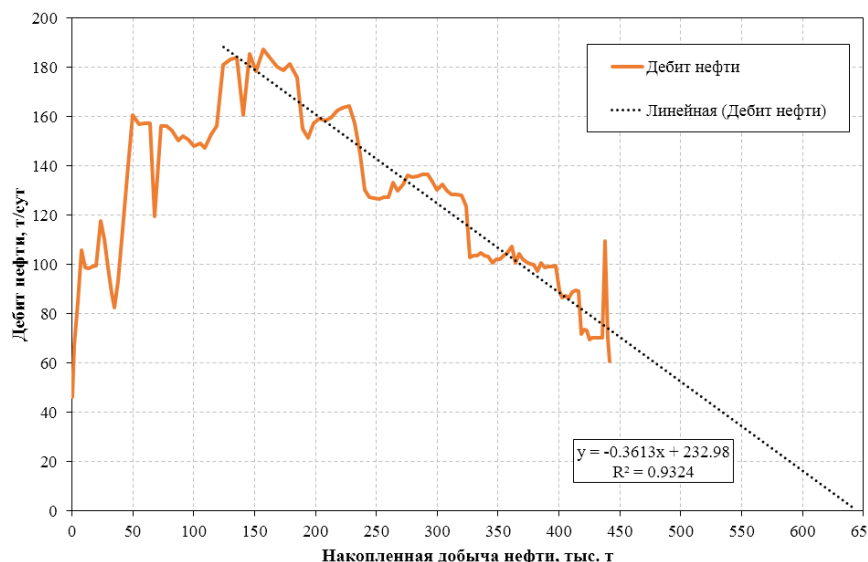


Рис. 3. Экстраполяция линейной аппроксимации зависимости дебита нефти ( $y=q_n$ ) от накопленной добычи нефти ( $x=\sum Q_n$ ) по фактическим данным

## 2. Анализ разработки с помощью CRM-модели

Для того, чтобы провести анализ и формулирование математической модели необходимо принять следующие предположения:

1. Влияние градиента потенциала в уравнении сохранения объема нефти незначительно (дивергенцией от скорости фильтрации пренебрегается).
2. Фильтрация однофазная.
3. Уравнение притока нефти к скважине линейное в каждый момент времени.
4. Дренируемый объем не меняется во времени.
5. Пласт эксплуатируется единичной скважиной на упругом режиме.
6. На внешних границах заданы условия непротекания.

Тогда работу скважины можно описать следующей системой уравнений:

$$c_t V_p \frac{dp}{dt} = -q(t) \quad (1)$$

$$q(t) = PI(t)[p(t) - p_w(t)] \quad (2)$$

где  $c_t$  - суммарная сжимаемость системы пласт-флюид,  $V_p$  - дренируемый поровый объем,  $p$  - пластовое давление,  $t$  - время,  $q(t)$  - дебит нефти в пластовых условиях,  $PI(t)$  - коэффициент продуктивности скважины по нефти,  $p_w(t)$  - забойное давление.

Уравнения (1) и (2) описывают математические модели, которые называют CRM-моделями, поскольку они содержат уравнения двух типов: уравнения, отвечающие за "емкость" (C) - уравнение (1), и уравнения, отвечающие за "сопротивление" (R) - уравнение (2). В силу этого такие модели называют емкостно-резистивными моделями (Capacitance Resistive Model).

Комбинируя уравнения (1), (2) и пользуясь правилами дифференцирования можно получить одно уравнение, описывающее работу скважины:

$$\frac{dq}{dt} + \frac{PI(t)}{c_t V_p} q(t) = \frac{q(t)}{PI(t)} \frac{dPI}{dt} - PI(t) \frac{dp_w}{dt} \quad (3)$$

Преимущество уравнения (3) заключается в том, что оно связывает между собой дебит, забойное давление и продуктивность исключая при этом влияние пластового давления.

Применяя метод Эйлера получаем следующую разностную схему для решения уравнения (3):

$$q(t + \Delta t) = q(t) \left[ \frac{PI(t + \Delta t)}{PI(t)} - \frac{\Delta t}{c_t V_p} PI(t) \right] - PI(t) [p_w(t + \Delta t) - p_w(t)] \quad (4)$$

где  $\Delta t$  - шаг по времени.

Воспользовавшись экспоненциальными зависимостями забойного и пластового давлений от накопленной добычи нефти, адаптированными на имеющиеся фактические данные (рис. 4) были рассчитаны значения забойного и пластового давлений на каждый момент времени в течение истории разработки (рис. 5). После чего, на каждый момент времени была рассчитана продуктивность скважины, а с помощью CRM-модели был рассчитан и дебит нефти. При CRM-моделировании задавалось забойное давление и коэффициент продуктивности, а дебит нефти рассчитывался. На рис. 6. представлена адаптация CRM-модели по дебиту нефти. По произведенным расчетам к концу 2013 г. пластовое давление опустилось ниже давления насыщения (рис. 5). Поскольку существенного устойчивого изменения газового фактора фактическими замерами не было зафиксировано (рис. 6). Это позволяет утверждать, что фильтрация в этот период оставалась однофазной.

Предположив изменение во времени комплекса  $c_t V_p$  с использованием метода ПСС, удалось получить хорошую адаптацию CRM-модели по дебиту нефти. В связи с чем можно сделать вывод, что в течение всей истории разработки множитель коэффициента  $c_t V_p$  последовательно увеличивался, принимая значения 0,362 д.ед., 0,441 д.ед., 0,522 д.ед., 0,700 д.ед. и 1,000 д.ед., (рис. 6). Это может свидетельствовать об изменении в процессе разработки одного или обоих сомножителей коэффициента. Наибольшую вероятность в рассмотренных условиях имеет рост дренируемого порового объема. Вследствие этого, результаты анализа данных истории разработки с использованием CRM-модели тоже подтвердили, что причиной прироста дебита скважины в первые годы ее эксплуатации явилось периодическое и последовательное самопроизвольное подключение соседних по разрезу не перфорированных продуктивных пластов, очевидно по заколонному пространству.

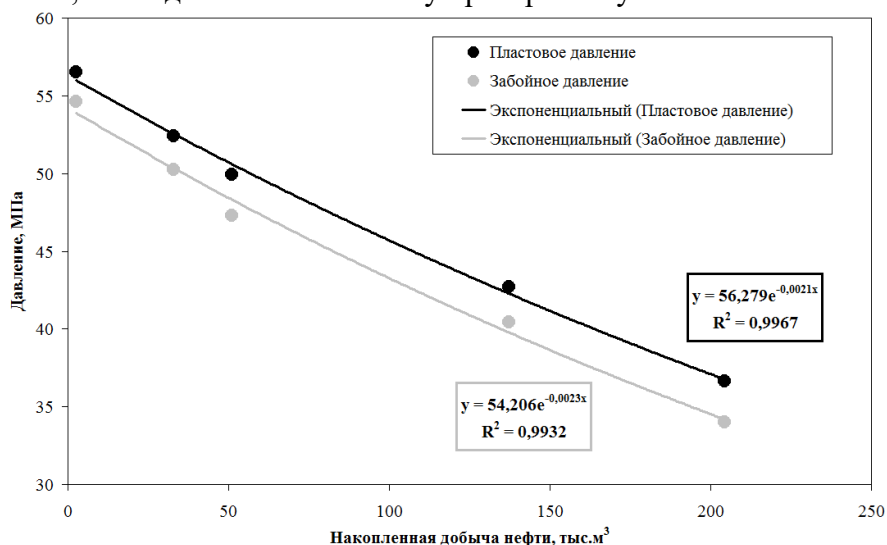


Рис. 4. Аппроксимация фактических данных зависимости забойного и пластового давлений от накопленной добычи нефти



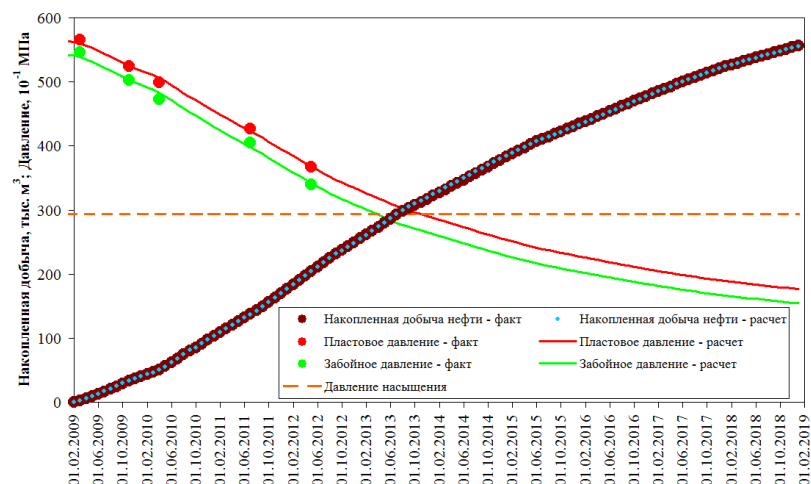


Рис. 5. Динамика забойного и пластового давлений (факт и результат аппроксимации), динамика накопленной добычи нефти (факт и CRM-модель)

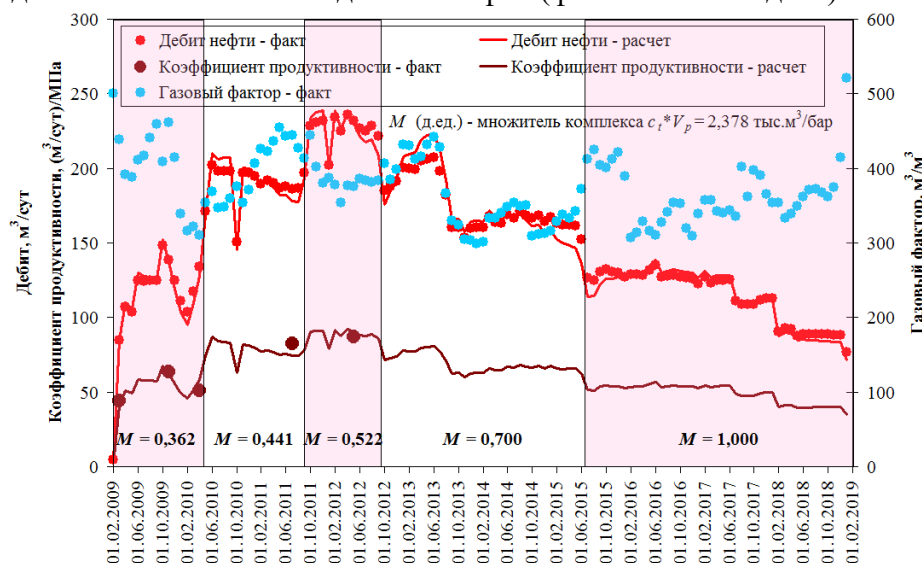


Рис. 6. Адаптация CRM-модели по дебиту нефти

### 3. Оценка возможного влияния ПДП на показатели разработки

Чтобы оценить влияние ПДП на технологические показатели разработки в качестве основы была использована численная трехфазная гидродинамическая модель нефтяной залежи. В первой серии расчетов скважина в модели работает при заданном дебите нефти. Пористость зависит от пластового давления линейно:  $m(p) = m_0[1 + c_r(p - p_0)]$ , где  $m_0$  - пористость при начальном пластовом давлении ( $p_0$ ),  $c_r$  - сжимаемость породы пласта.

Рассмотрены два варианта значения сжимаемости породы:

1. Сжимаемость породы пласта -  $6,35 \cdot 10^{-3}$  1/МПа. Данный вариант соответствует выраженному проявлению ПДП. По полученным показателям видно, что пласт разрабатывается на упругом режиме с развитием ПДП. На конец истории разработки остается значительный запас пластовой энергии (рис. 7).
2. Сжимаемость породы пласта -  $3,4 \cdot 10^{-4}$  1/МПа. Этот вариант соответствует классическому упругому режиму со слабым влиянием деформации скелета породы. Модель в симуляторе, в отличие от предыдущего варианта, не адаптируется на исторические показатели разработки. По полученным показателям видно, что пласт разрабатывается на упругом режиме с переходом на режим растворенного газа. На конец истории разработки запас пластовой энергии практически исчерпан (рис. 7). Это не соответствует действительности. Следовательно, сжимаемость породы пласта много выше, чем  $3,4 \cdot 10^{-4}$  1/МПа.

Для того, чтобы оценить влияние сжимаемости породы пласта на разработку были выполнены расчеты показателей разработки за исторический период времени при работе скважины с заданным забойным давлением. В виде задаваемого забойного давления в каждый

момент времени было принято забойное давление, которое получили ранее при расчетах с заданным дебитом нефти и значением сжимаемость породы пласта -  $6,35 \cdot 10^{-3}$  1/МПа (рис. 7), поскольку оно хорошо ложится на фактические замеры. По итогу получено, что до момента падения пластового давления до давления насыщения при значении сжимаемости породы пласта  $3,4 \cdot 10^{-4}$  1/МПа депрессия на пласт не велика в виду малого запаса упругой энергии (рис. 8). Следовательно, дебит нефти так же не большой. После снижения пластового давления ниже давления насыщения главную роль в энергетике пласта начинает играть газ, динамика снижения пластового давления изменяется, депрессия повышается, что в свою очередь вызывает рост дебита нефти. Как следствие за исторический период недобор в добыче составил 243,2 тыс. м<sup>3</sup> нефти, или 43,7 % от фактической накопленной добычи (рис. 9). По рисункам можно наблюдать, что в начальный период времени угол наклона кривых для случаев значения сжимаемости породы пласта  $6,35 \cdot 10^{-3}$  1/МПа и  $3,4 \cdot 10^{-4}$  1/МПа сильно разнятся. Однако, на втором участке при снижении пластового давления ниже давления насыщения угол наклона кривых практически выравнивается в результате преимущественного влияния на динамику пластового давления более высокой сжимаемости выделяющегося газа.

Вследствие этого, доказано существенное влияние ПДП на добычу нефти: за 10 лет за счет ПДП добыто на 43,7 % больше от фактической накопленной добычи.

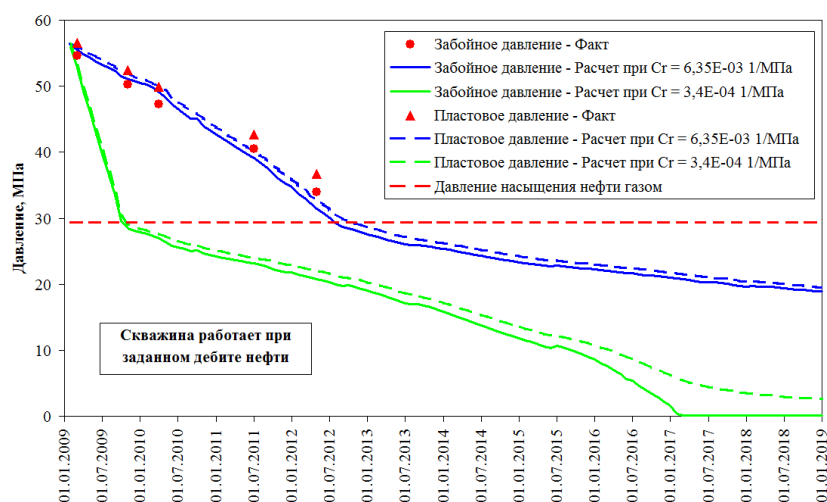


Рис. 7. Динамика пластового и забойного давлений при работе скважины с заданным дебитом нефти

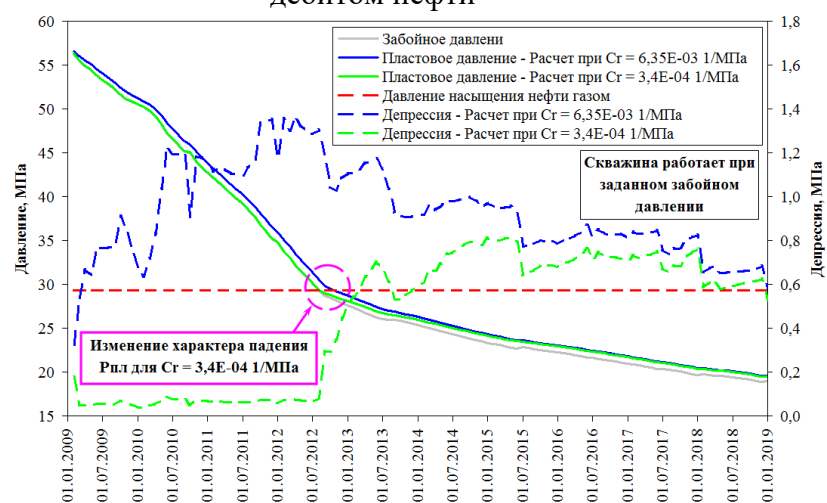


Рис. 8. Динамика пластового и забойного давления, депрессии при работе скважины с заданным забойным давлением

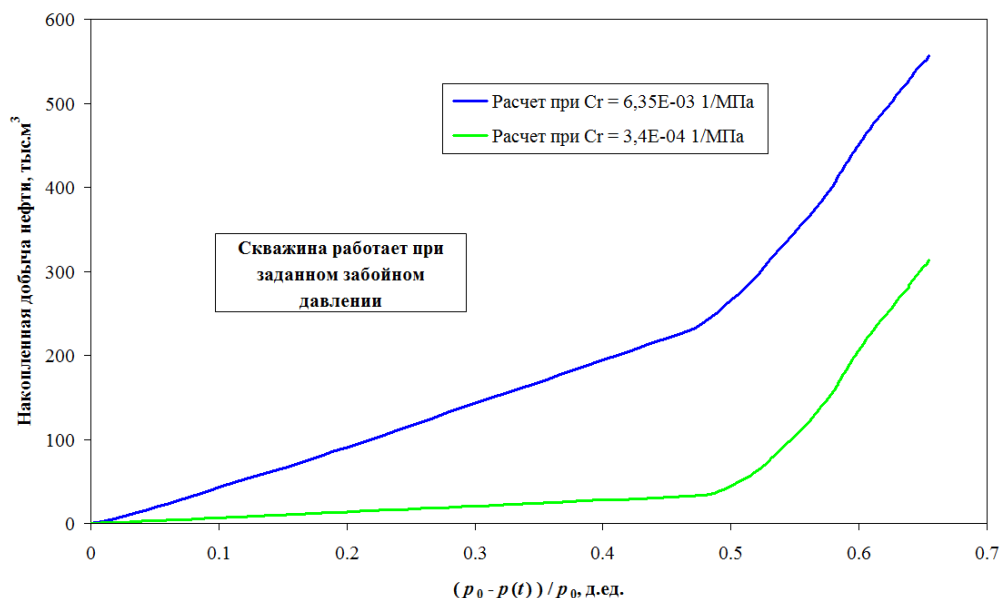


Рис. 9. Зависимость накопленной добычи нефти от безразмерного падения пластового давления,  $p_0$  и  $p(t)$  – начальное и текущее пластовое давление соответственно

### Заключение

Процесс доуплотнения пласта является положительным явлением, который повышает энергетический потенциал залежи и возможность более высокой выработки ее запасов углеводородов.

Последовательные изменения некоторых свойств породы-коллектора и пласта в период однофазной фильтрации и падения пластового давления, являются признаками неблагоприятного развития ПДП. Прежде всего эти изменения проявляются в повышении плотности породы-коллектора и пьезопроводности пласта, снижении пористости, проницаемости, сжимаемости, продуктивности и других характеристик пласта.

Помимо данных признаков, способных снизить потенциал выработки запасов углеводородов по залежи, являются также: появление песка и глинистых частиц в потоке добываемой продукции, образование песчано-глинистых пробок на забое добывающих скважин, нарушение изолирующих свойств заколонного цемента, появление заколонной циркуляции, которая приводит к несанкционированным отборам запасов УВ из неперфорированных объектов и пластов, смятие и слом эксплуатационной колонны.

Регулярное проведение геолого-промысловых исследований, контроль за пластовыми процессами и техническим состоянием действующего фонда скважин становятся обязательным условием для ведения коммерчески эффективной разработки, ее моделирования и проектирования в условиях развития системы доуплотнения пласта.

Публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН – проведение фундаментальных научных исследований по теме № 0580-2021-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчета остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов».

### Список литературы

1. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. - М.: Гостоптехиздат, 1959. - 467 с.
2. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа / Пер. с франц. - М.: Недра, 1991. – 359 с.
3. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2016. – 416 с.

4. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН, 2016. - 320 с.
5. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. Кн. 2. Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2016. – 416 с.
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидродинамика. - М.: Недра, 1993. - 416 с.
7. Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970. - 239 с.
8. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М., Недра, 1981. - 237 с.
9. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – xviii, 480 с.
10. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. Применением метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive model) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. - № 4(50). - 2019. - с. 76-85.
11. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В. и др. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. - Т. 4. - № 4. - 2018. - с. 148-168.
12. Хатмуллин И.Ф., Андрианова А.М., Маргарит А.С. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM // Нефтяное хозяйство. - № 12. - 2018.
13. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Жуков М.С. и др. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM // Нефтепромысловое дело. - № 7 (619). - 2020. - с. 5-10.
14. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. - December. – 2006. - p. 630-646.
15. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. The use of capacitance–resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization // Journal of Petroleum Science and Engineering. - V. 69(3-4). - 2009. - p. 227-238.
16. Cao F. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model. Ph.D. diss. Austin: The University of Texas at Austin, 2014. - 243 P.



Юркина Т.А.

## СЕЙСМИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ В ПОДДЕРЖКУ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

(Бейкер Хьюз)

### **Введение**

В работе представлен междисциплинарный подход к использованию результатов интерпретации сейсмических данных при сопровождении бурения горизонтальных скважин. Использование сейсмики позволяет прогнозировать наличие разлома на пути профиля горизонтальной скважины, провести первичную оценку параметров залегания и амплитуды плоскости разлома. Точность прогноза структурного каркаса позволяет более подготовлено подходить к бурению горизонтальной скважины. В работе показаны возможности применения сейсмических результатов, позволяющие выполнить работы по оптимальной проводке бурового инструмента в пределах нефтенасыщенного пласта. Такой взгляд будет интересен специалистам в области проектирования и строительства горизонтальных скважин. Комплексный подход в обеспечении процесса бурения, снижения или сведения к минимуму рисков потери пласта, можно применять на любом разрабатываемом месторождении.

### **Метод (и/или Теория)**

Доля трудноизвлекаемых запасов в коллекторах, характеризующихся сложными геологическими условиями (низкопроницаемые и маломощные коллекторы, водоплавающие и газовые залежи с нефтяной оторочкой, с осложняющим воздействием дизъюнктивной тектоники) продолжает увеличиваться. Для разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами наряду с другими методами активно применяют и бурение горизонтальных скважин.

Для проводки горизонтальных скважин необходима геонавигация, которая заключается в определении местоположения скважины и коррекции направления бурения (Beer et.al. 2010). На основе информации, получаемой в процессе бурения, определяется расстояние от ствола скважины до кровли и подошвы пласта, а также водо-газонефтяного контакта и глинистых прослоев. Целью геонавигации является оптимизация траектории скважины для достижения её максимальной продуктивности. Своевременное изменение направления бурения позволяет предотвратить вскрытие водоносной части пласта или его газовой шапки, а также обеспечить более оптимальное расположение горизонтального ствола в пласте.

Перед началом бурения горизонтальной скважины обычно создается предварительная модель участка пласта, который предстоит вскрыть горизонтальным стволом. В ней обобщается имеющаяся информация о свойствах выше и ниже лежащих пластов, а также данные о латеральной изменчивости свойств в районе бурения. Для этого необходимо использовать данные с образцов керна, каротаж в расположенных поблизости вертикальных и наклонно-направленных скважинах или пилотном стволе горизонтальной скважины. Для принятия решений в процессе геонавигации используют параметры бурения (механическая скорость проходки, скорость вращения долота, нагрузка на долото и т.п.), шлам и данные, полученные приборами каротажа во время бурения (LWD). Очень перспективным представляется использование в процессе геонавигации азимутальных имиджей, которые дают возможность определять угол и азимут падения поверхностей напластования, возможность идентифицировать положение тектонических нарушений, что позволяет повысить эффективность навигации в процессе бурения. Наличие таких приборов позволяет проводить проактивную геонавигацию, т.е. принимать решения об изменении траектории до того, как долото вскрыло область пласта с изменившимися свойствами.

Однако последние тенденции говорят о том, что добывающие компании с целью оптимизации стоимости строительства скважины сокращают комплекс каротажа во время бурения до гамма-каротажа и каротажа сопротивления, что уменьшает объем информации, полученной вдоль ствола горизонтальной скважины. При стратиграфическом расчленении разреза по стандартному комплексу ГИС не всегда возможно отличить верхнюю и нижнюю глинистые покрышки целевого пласта-коллектора. Это приводит к непониманию истинного положения ствола скважины, особенно в пластах подверженных дизъюнктивной тектонике. В таком случае на помощь могут прийти результаты анализа шлама, позволяющие выделять пропластки с различной литологией.

Еще одной современной тенденцией, наметившейся в последнее время, стало использование данных сейсморазведки при проводке горизонтальных скважин. Использование результатов сейсмической интерпретации в комплексе с другими методами (LWD, анализ шлама) даёт возможность более уверенно проводить бурение горизонтальных скважин, производить более ранние корректировки траектории скважины и увеличивать эффективную длину ствола.

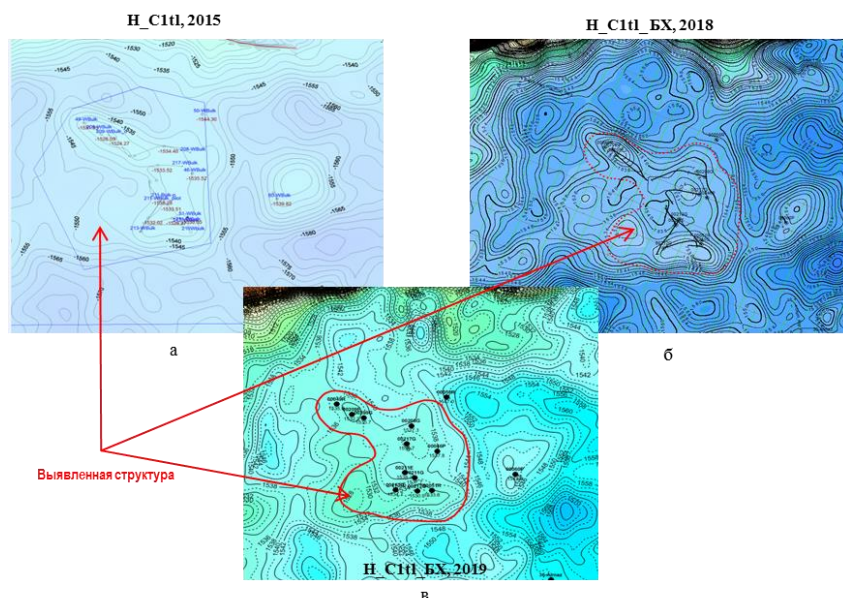
В статье показаны возможности применения сейсмических данных, позволяющие выполнить работы по оптимальной проводке бурового инструмента в пределах нефтенасыщенного пласта в условиях присутствия тектонических нарушений. Особое внимание уделено необходимости использования сейсмической информации на этапе планирования бурения горизонтальных скважин, а также для геонавигационного сопровождения в процессе бурения.

### Примеры

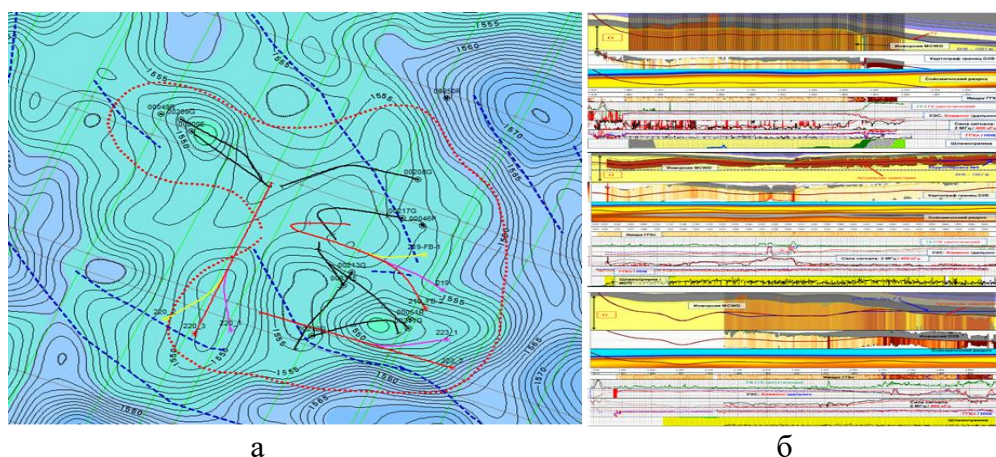
Далее приводятся примеры успешного применения результатов оперативного анализа сейсмических данных для использования при строительстве горизонтальных скважин.

Аналитическая работа проводилась на основе предоставленных отчётных данных по лицензионному участку актива «Ритэк» (Report on the results 2017). Для целей переинтерпретации использовался куб сейсмических данных по Елховской площади. На рисунке 1а приведена структурная карта по кровле тульской свиты, полученная сторонними исполнителями и карта, как результат переинтерпретации специалистами Бейкер Хьюз в 2018г (рисунок 1б). Структурные поверхности полученные Бейкер Хьюз разительно отличаются от представленных другими исполнителями ранее на том же месторождении и на том же сейсмическом материале. По картам сторонних исполнителей 3-Булькуновское месторождение представляет подкову, юго-западную часть которой занимает погруженная часть. В результате корректно подобранного метода структурных построений на юго-западе месторождения выявлен ещё один локальный, потенциально перспективный структурный элемент (рисунок 1б). В результате переработки сторонней организацией сейсмического куба в 2019г выявленная структура подтвердилась (рисунок 1в). По результатам работ было рекомендовано бурение трёх многозабойных скважин (МЗС) (рисунок 2а). Скважина 219 уже пробурена. На рисунке 2б приведены итоговые геологические модели, полученные в процессе навигации с использованием сейсмического сопровождения. Стандартное отклонение по 7 точкам, вскрывшим кровлю пласта в горизонтальном стволе, составляет 1.9м. Многозабойная скважина 219FB вышла на режим, получен дебит жидкости 215м<sup>3</sup> в сутки с обводненностью 4% (данные Ритэк).

Следующий пример показывает использование результатов интерпретации сейсмике с целью прогноза тектонических нарушений, способных осложнить бурение при прохождении горизонтального участка скважины. На одном из месторождений Тюменской области ведётся эксплуатационное бурение. Стратегией бурения скважины предусмотрена проводка горизонтального ствола через пласты ЮН<sub>2-4</sub>. Основные эффективные толщины в районе бурения скважины сосредоточены в пластах ЮН<sub>2</sub> и ЮН<sub>4</sub>. Мощность пласта ЮН<sub>2-4</sub> составляет ≈ 124 м. ГНК принят на А.О. -1869.0 м, в связи с чем необходимо не поднимать профиль ГС выше А.О. -1910.0 м, что в верхней точке составит 41 м по вертикали. ВНК принят на А.О. -1936.0 м, в связи с чем необходимо не снижать профиль ГС ниже А.О. -1925.0 м, что в нижней точке составит 11.0 м по вертикали.



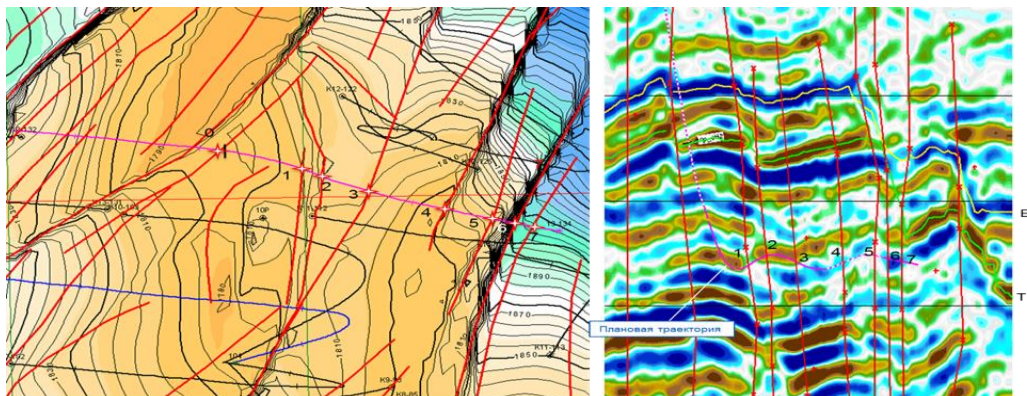
**Рисунок 1.** Фрагменты структурных карт 3-Булькуновского месторождения: сторонних исполнителей (а), Бейкер Хьюз 2018 переинтерпретация архивных материалов (б), Бейкер Хьюз 2019, по итогам переобработки 2019 (в)



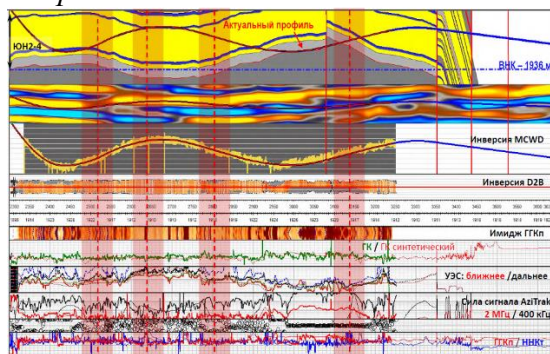
**Рисунок 2.** Структурная карта и итоговые модели по скважине 219 FB, полученные в результате навигации с сейсмическим сопровождением

Бурением необходимо охватить всю мощность нефтенасыщенного коллектора и сократить возможную проходку по неколлекторам. Предполагалось, что в процессе бурения скважины будет встречено 7 тектонических нарушений, последние ~300м по стволу, согласно предварительному моделированию, располагались в зоне нарушений №5, 6 и 7, представляющих собой крупную разломную зону сбросового типа с предполагаемой суммарной амплитудой смещения до 150-160 м. Согласно модели геонавигации, бурение последних 200м по стволу влекло риски выхода ГС через кровлю пласта ЮН<sub>2</sub>. Цели на бурение горизонтального участка скважины подразумевают под собой обеспечение проводки ГС в нефтенасыщенных коллекторах пласта ЮН<sub>2-4</sub> на безопасном удалении от флюидалных контактов. Бурение проходило в соответствии с планом, но при забое 3265 м поступило распоряжение об остановке бурения ГС в связи с поглощением бурового раствора. На глубине 3255 м произошло резкое снижение показаний УЭС с ~40 Ом\*м до ~22 Ом\*м, что могло быть связано с пересечением тектонического нарушения, а впереди прогнозировалась крупная разломная зона с амплитудой смещения до 150м. Целесообразней было остановить бурение.





**Рисунок 3.** Структурная карта по кровле пласта ЮН<sub>2-4</sub> и временной сейсмический разрез вдоль плановой траектории горизонтальной скважины



**Рисунок 4.** Итоговая геологическая модель геонавигации, полученная при сейсмическом сопровождении бурения горизонтальной скважины

### Выводы

В работе показан подход к снижению риска бурения на участках с высокой геологической неопределённостью, основанный на использовании данных сеймики. Структурные поверхности, построенные с учётом 3D, детально отражают особенности рельефа изучаемого пласта и, следовательно, снижают риски выходов бурового инструмента за пределы пласта коллектора. Использование сейсмического атрибутного анализа позволяет более уверенно проходить участки, подверженные тектоническому воздействию, определять характер и направление смещения блоков, а следовательно дальнейшее движение бурового инструмента по пласту коллектора. Использование сейсмических данных даёт возможность более уверенно проводить бурение в горизонтальных скважинах, производить более ранние корректировки траектории скважины, увеличивать эффективную длину ствола, способствует сокращению времени бурения и стоимости работ.

### Список литературы / References

1. Beer, R., Dias, L., Cunha, A., 2010. Geosteering and/or reservoir characterization the prowess, of new-generation LWD tools. SPWLA 51st Annual Logging Symposium, Perth. SPWLA-2010-93320.
2. Report on the results of the work on the provision of consulting services on "Field supervision of the implementation of the work" Optimization of the development of deposits of hard-to-recover reserves of the oil-producing asset-TPP "RITEK-Samara-Nafta", 2017.



## ИСКАЖЕНИЯ ДИНАМИКИ, СПОСОБЫ ИХ АНАЛИЗА И КОРРЕКЦИИ.

ООО «Сейсмостек»

### **Аннотация**

Динамические параметры – входная информация для решения некорректных обратных задач интерпретационного этапа сейсморазведочных работ. От их точности зависит осмысленность получаемых результатов. В докладе рассматриваются причины возможных искажений динамики и способы их компенсации в ходе обработки. Предлагаются некоторые новые алгоритмы решения задачи на основе обращенного миграционного преобразования (демиграции). Декларируется необходимость обработки данных с опорой на предварительно построенную глубинно-скоростную модель среды.

### **Введение**

Современной обработке сейсмических данных предъявляются высокие требования не только к точности структурных построений, но и к сохранности динамических параметров сейсмического поля, так как их на основе строятся решения обратных динамических задач по восстановлению упругих параметров среды.

Ни для кого из специалистов в сейсморазведке не является секретом тот факт, что миграция не обеспечивает восстановление «истинных амплитуд», даже в идеально известной глубинно-скоростной модели среды. Понятие миграции в «истинных амплитудах» всего лишь означает, что в ходе преобразования предпринимаются специальные меры для учета геометрического расхождения. Это касается всех реализаций процедур миграции.

В тезисах и, затем, в выступлении будут отображены основные проблемы, приводящие к искажениям динамических характеристик волнового поля в процессе миграции, а также предложенный нами способ их компенсации – эталонирование, или метод эталонных сейсмограмм. Этот способ коррекции искажений динамических параметров использовался нами давно, опробовался на самых различных данных и неоднократно докладывался [1], [2]. В настоящем докладе будет сделан акцент на новых способах расчета эталонов и специфике применения методики на морских данных.

### **Происхождение искажений**

Причин принципиальной невозможности амплитуд коэффициентов отражений в ходе миграции может быть названо множество, перечислим главные.

Первая, но не самая важная из причин — это численная необратимость оператора прямого распространения волн. Со времен трактовки Берхаутом миграции [3], как пространственной деконволюции – этот факт общеизвестен, хотя он и намного ранее исследовался в работах С. Васильева [4].

Вторая и более существенная из причин заключается в том, что формулы миграционных преобразований выводятся через интегралы, без учета конкретной дискретности системы наблюдений и ограниченности объема выборок входных данных. Конечно, хорошие алгоритмы и программы стараются, по возможности, учесть эффекты, связанные с особенностями системы наблюдений, но эти возможности весьма ограничены. Особенно сильно этот эффект проявляется при обработке данных морских наблюдений, ведь съемки здесь узко-азимутальны.

Еще одна немаловажная причина обусловлена тем, что интерпретаторов интересует не только интегральная характеристика коэффициента отражения, но и его зависимость от углов падения/отражения. В интегральных миграционных преобразованиях такое разделение обеспечивают соответствующей заменой переменных и разделением общего интеграла на соответствующие подинтегралы. Здесь возникают сложности с учетом соответствующих

якобианов преобразований, зависящих от модели среды, и неравномерностью накапливаний подинтегралов. Конечно, для преодоления этих сложностей тоже предпринимаются специальные меры, но они рассчитаны на сравнительно простые модели сред, а также достаточно плотные и регулярные системы наблюдений.

Искажения динамики, о причинах появления которых речь шла выше проиллюстрированы на Рис.1. Слева изображена сейсмограмма ОТИ, полученная в результате миграции, а справа – «правильный ответ» – эталонная синтетическая сейсмограмма.

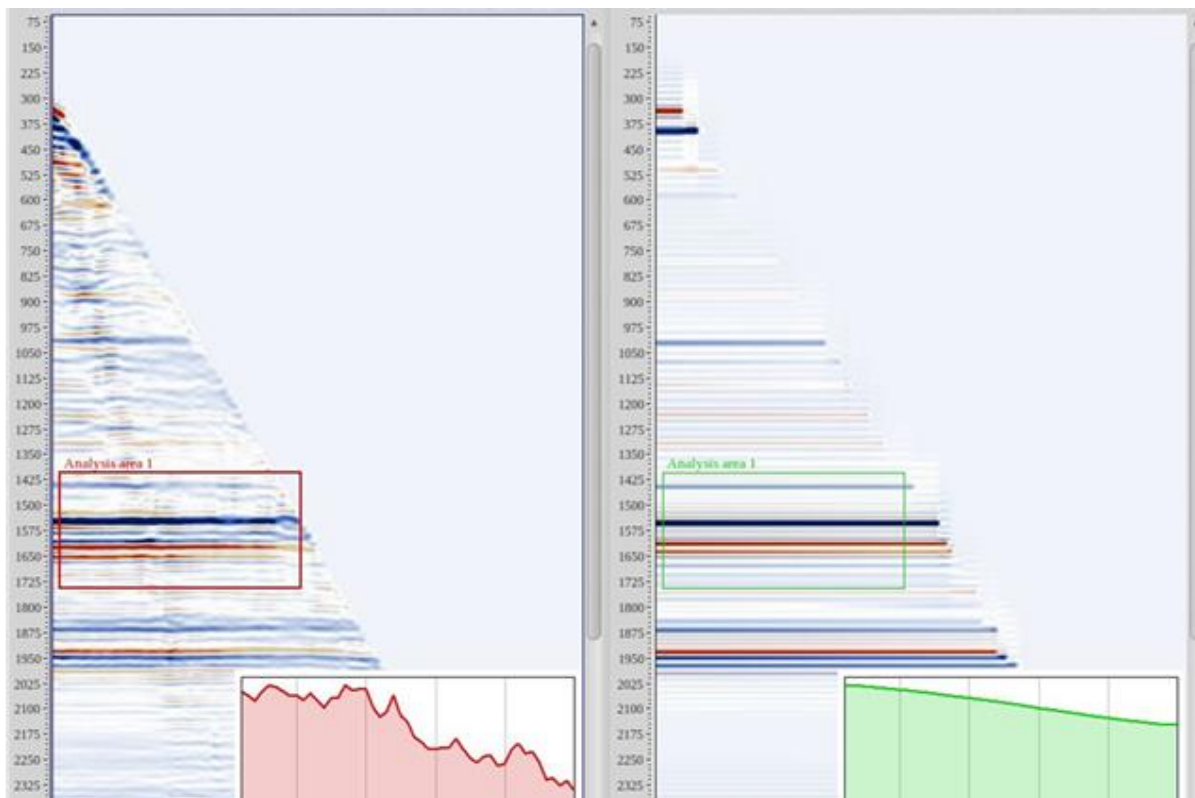


Рисунок 9. Сейсмограммы ОТИ. Слева – результат миграции, справа – эталонная сейсмограмма.

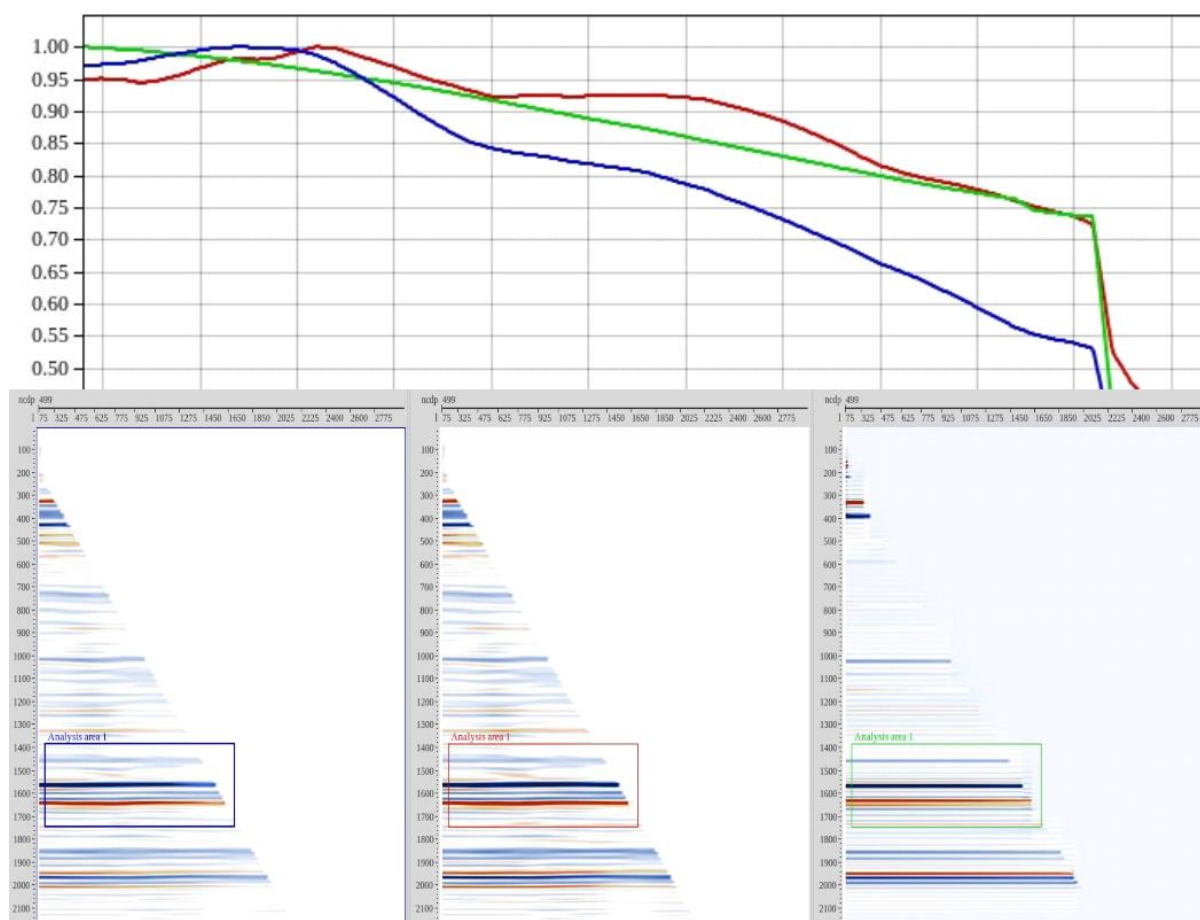
#### Детектирование и компенсация.

Имея в виду, что глубинно-скоростная модель задана (а иначе задача миграции и не рассматривается), то принципиально задача компенсации таких искажений решается. Для этого надо, выделив на мигрированных данных интересующий объект, решить прямую задачу, задав отражательные характеристики этого объекта известными. После этого следует произвести миграцию синтетических данных в заданной геометрии наблюдений и, оценив искажения соответствующих характеристик, учесть их при интерпретации. Этот способ, который мы называем методом эталонных сейсмограмм, или эталонированием, является самым естественным приемом, и, с определенными оговорками, пригоден для коррекции любых методов миграции. Поскольку миграционное преобразование является линейным оператором, не зависящим от данных, а зависящим только от модели среды, этот способ вполне обоснован. Иное дело, если надо учитывать искажения, вносимые какими-либо адаптивными процедурами. Этот аспект обработки требует отдельного рассмотрения. Так выглядит общая концепция обработки с сохранением амплитуд, которая представляется вполне очевидной. Важны конкретные методические и алгоритмические решения, о которых и пойдет речь.

Сама по себе идея коррекции динамических искажений с помощью эталонирования выглядит весьма законченной, а именно не вызывает сомнения каким образом использовать искажения эталона при выполнении миграции, то есть отклонения полученного поля от ожидаемого правильного ответа. Однако вопрос о том, что именно использовать в качестве эталона стоит обсудить.

В первую очередь нами был предложен способ, основанный на получении эталонных сейсмограмм с помощью **моделирования методом послойного пересчёта волновых полей интегральными операторами**. Важной особенностью 3D моделирования для последующего эталонирования является фиксация «единичной» динамики — то есть моделируется поле с учетом факторов геометрического расхождения, волновых эффектов, необусловленного асимптотическим приближением стацфазы, номинальной криволинейностью границы и волнового фронта на аппертурах первых зон Френеля, но с коэффициентами прохождения/отражения равными единице. Для смоделированного поля выполняется миграция. Полученные глубинные сейсмограммы ОТИ мы называем «эталонном». Если на эталонном изображении амплитуды не «единичны» — то данное искажение необходимо скомпенсировать и на «живых» обработанных данных.

Ниже, на Рис.2 представлена процедура эталонирования, где эталон получали в результате миграции данных, полученных с помощью моделирования описанными выше способом — послойного пересчёта волновых полей интегральными операторами.



**Рисунок 10. Нормализованные графики амплитуд в выделенном окне. Синий график –амплитуды до выполнения эталонирования, красный – после эталонирования, зелёный – амплитуды по контрольной синтетике. Сейсмограммы ОТИ. Левое окно – до эталонирования, в центре – после эталонирования, справа – эталон.**

Из приведённой картинке, несложно заметить, что на графике амплитуд реальных данных (синий график) наблюдается сильное искажение динамики, особенно на дальних удалениях, где отклонения амплитуд от эталона (зелёный график) достигает 25%. Очевидно, что при попытке интерпретировать результаты инверсии, на вход которой подаются данные до эталонирования, мы получим неверное представление о распределении упругих свойств среды. Глядя на эти результаты сложно ставить под сомнение необходимость выполнения

эталонирования, или хотя бы оценки степени искажённости динамики, если впоследствии предстоит работа с динамическими параметрами волнового поля.

В последнее время мы всё чаще используем способ моделирования волновых полей, основанный на обращении миграционного преобразования, который часто называют **демиграцией**.

Суть процедуры такова: по результату миграции требуется рассчитать волновое поле, которое порождает данное изображение. Эта процедура обычно рассматривается в контексте задачи повышения качества самой миграции: на ней основаны способы так называемой Least-square миграции [5] и другие итеративные процедуры.

Однако понятно, что демиграцию полезно рассматривать, как одну из возможных постановок задачи моделирования волновых полей. Качество моделирования всегда проверяется применением миграции, а в рассматриваемой постановке, если процедуру демиграции удастся сделать достаточно точно, волновое поле должно по построению отобразиться в заданное изображение.

Тогда задача моделирования выглядит следующим образом: на входе процедуры, как всегда, набор физических параметров, определяемых геологической моделью среды. По ним строится «идеальное» изображение – результат миграции. По этому изображению восстанавливается волновое поле с необходимой дискретностью. Можно затем рассчитать и необходимые наборы кратных волн, отдельно смоделировать и помехи, если это требуется в решаемой задаче.

Следует иметь в виду, что задача расчёта волнового поля по заданному изображению не менее сложная, чем, собственно, процедура миграции. Нами разработана эффективная вычислительная схема, сочетающая в себе алгоритмы моделирования послойным пересчётом в пластовой модели среды и моделирования операторами Кирхгофского типа, для переноса «внутренней» части изображения (части изображения, находящейся внутри каждого из пластов, на которые разбивается земная толща).

Способ полезен как для решения задач совершенствования миграционных преобразований, так и для расчёта волновых полей, для получения обучающих выборок в задачах машинного обучения, для выделения рассеянной части волнового поля, а также для расчёта эталонных сейсмограмм при восстановлении динамики на сейсмограммах общей точки изображения, о которой мы говорим в данном докладе.

Для экспериментов и, следовательно, иллюстраций были выбраны данные морских наблюдений, находящиеся в свободном доступе в сети Интернет [6]. Пример смоделированных посредством демиграции сейсмограмм приведен в правом окне на Рис.3.

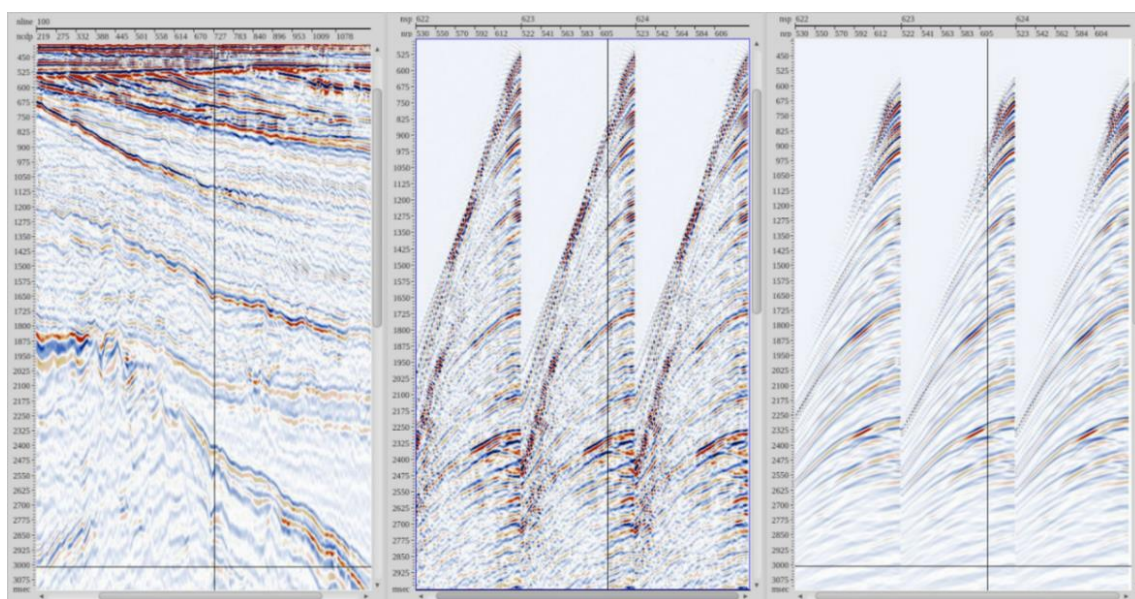


Рисунок 11. Слева – фрагмент глубинного изображения, в центре – реальная сейсмограмма, справа – модельная сейсмограмма, полученная в результате демиграции.



Вполне естественное приложение метода демиграции – расчет уже упомянутых эталонных сейсмограмм, для учёта искажений динамики в результате миграционных преобразований. На Рис. 4 показаны сейсмограммы после миграции. Приведены сейсмограммы общей точки изображения в сортировке по удалениям (горизонтальная ось на соответствующих графиках). Годографы на этих сейсмограммах спрямлены (горизонтальны) «по построению» (одна и та же модель использовалась и для моделирования, и для миграции). А вот вариации амплитуд коэффициентов отражений в данном случае не закладывались. Поведение среднеквадратических амплитуд измеренных в трех окнах показывает, что их поведение далеко от константы. Точнее, оно оказывается близким к требуемому для нижних отражений, хуже для средних и неприемлемо для верхних отражений. Искажения могут носить и частотно-зависимый характер.



**Рисунок 12.** Сверху среднеквадратичные амплитуды, посчитанные по сейсмограммам общей точки изображения, которые приведены ниже справа, в окнах, выделенных соответствующими цветами. Сейсмограммы относятся к координате, отмеченной на фрагменте временного разреза, показанном слева в нижней части рисунка.

Очевидный прием компенсации такого рода искажений уже описан выше, его мы и называем эталонированием. Повторимся, способ заключается в подборе линейного фильтра, компенсирующего искажения на результатах миграции модельных сейсмограмм, и применении полученного оператора к результатам миграции реальных данных. Отличие демонстрируемого способа расчета эталонных сейсмограмм в том, что демигрированные сейсмограммы наследуют реальную интерференционную картину, которая должна учитываться при интерпретации. В самом деле, среднеквадратические амплитуды считаются в пространственно-временных окнах, и необходимо учитывать влияние интерференции на динамические параметры. Возможность расчета отражений от отдельных горизонтов при этом не теряет своей ценности.

Ещё одна иллюстрация необходимости применения эталонирования приведена на Рис. 5 на примере одного морского проекта. Напомним, именно при работе с данными морских наблюдений проблема искажения динамических параметров, связанная с их узко-азимутальностью, стоит наиболее остро.

На переднем плане изображены графики распределения амплитуд с удалениями для трёх горизонтов. На заднем плане в левом окне – фрагмент глубинного разреза, с вынесенной на него вертикальной чёрной линией, указывающей на место, которому соответствует сейсмограмма ОТИ – в правом окне – с нанесёнными на ней окнами, в которых производилась оценка амплитуд.



**Рисунок 13. На переднем плане – графики амплитуд. На заднем плане слева – фрагмент глубинного разреза, справа – сейсмограмма ОТИ.**

На приведённой картинке видно, что распределение амплитуд далеко от константы, то есть от ответа, который мы хотели бы видеть. Это, в очередной раз, подтверждает тезис о необходимости выполнения процедуры эталонирования, если предстоит какая-либо работа с динамикой.

## Выводы

В работе приведены основные причины возникновения искажений динамических параметров, появляющихся в процессе миграции, а также предложено более полное моделирование волнового поля для их компенсации посредством эталонирования. В способе моделирования на основе обращенного миграционного преобразования рассчитывается, не только отдельная эталонная волна от границы, но целый пакет волн, позволяющий учесть эффекты интерференции. Представлено два различных варианта выполнения эталонирования, основанных на двух типах моделирования – методом послойного пересчёта волновых полей интегральными операторами и с помощью обращённого миграционного преобразования.

По мнению авторов, в случае использования данных для обратных динамических задач, эталонирование является обязательной процедурой обработки данных сейсморазведки.

## Список литературы

1. Власов С.В., Овчинников К.Р., Шалашиников А.В. Моделирование волновых полей для контроля искажений динамических параметров в обработке и интерпретации // Конференция "ГеоЕвразия-2020", Москва, 03-06 февраля 2020г.
2. D.B. Finikov, A.V. Shalashnikov Wave-Field Transformation Method in Layered Depth-Velocity Models // IT for Geosciences 2012 First International Conference Dubna, Russia, 7-9 December 2012, E5
3. Berkhout, A. J., D. W. Van Wulfften Palthe Migration in terms of spatial deconvolution // *Geophys. Prospect.* 1979. № 271. pp. 261–291.
4. Васильев С.А. Некоторые вопросы теории продолжения волнового поля в сторону источника // *Физика Земли.* 1973. №3. С. 35–47
5. Trad, D., 2015, Least squares kirchhoff depth migration: implementation, challenges, and opportunities, in 2015 SEG Annual Meeting, Society of Exploration Geophysicists, 4238–4242
6. [https://wiki.seg.org/wiki/Mobil\\_AVO\\_viking\\_graben\\_line\\_12](https://wiki.seg.org/wiki/Mobil_AVO_viking_graben_line_12)

## ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА РАЗРАБОТКИ ФГУП «ВНИИА»

ФГУП «ВНИИА»

Одним из направлений работ ФГУП «ВНИИА» является разработка и производство скважинных импульсных нейтронных генераторов и аппаратурных комплексов на их основе. Создан ряд комплексов новой каротажной аппаратуры, предназначенной для разведки, разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

### Аппаратура импульсного нейтрон нейтронного каротажа АИНК-43П

Аппаратура двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа АИНК-43П (рис.1) – это новое поколение аппаратуры АИНК-43, которая широко применяется для исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений, эксплуатации подземных хранилищ газа и при доразведке старых месторождений углеводородного сырья.

Аппаратура АИНК-43П предназначена для оценки текущей нефтегазонасыщенности и пористости пластов, положения межфлюидальных контактов, контроля обводнения нефтяных и газовых пластов в процессе их разработки.



| Технические характеристики АИНК-43П          |                  |
|----------------------------------------------|------------------|
| Длина прибора, не более мм                   | 3000             |
| Диаметр прибора, мм                          | 43               |
| Максимальная рабочая температура, °С         | 120              |
| Максимальное рабочее давление, МПа           | 90               |
| Тип нейтронного генератора                   | ИНГ-08           |
| Рабочая частота, Гц                          | 600              |
| Длительность импульса быстрых нейтронов, мкс | 208              |
| Гарантированный ресурс генератора, ч         | 350              |
| Мертвое время детекторов, мкс                | 0,8              |
| Поток нейтронов, нейтр./с.                   | $1,0 \cdot 10^8$ |
| Масса прибора, кг                            | 18               |
| Скорость каротажа $\Sigma_a$ , м/ч           | 150              |
| Скорость каротажа $K_p$ , м/ч                | 400              |
| Дополнительные детекторы                     | ГК, ЛМ           |

Рис. 1. Конструкция и основные характеристики аппаратуры АИНК-43П.

Применение генератора нейтронов на газонаполненной нейтронной трубке с частотой 600 Гц и нейтронным потоком  $10^8$  н/с обеспечило высокую скорость каротажа и повышенную точность измерения двух геофизических параметров – среднего времени жизни тепловых нейтронов  $\tau$  (или  $\Sigma_a \sim 1/\tau$ ) и коэффициента водонасыщенной пористости  $K_p$ . Генератор нейтронов ИНГ-08 отличается высокой стабильностью потока нейтронов и увеличенным ресурсом. В качестве детекторов нейтронов использованы кассеты газонаполненных  $He^3$  счетчиков, обеспечивающие одновременно высокое разрешение при регистрации нейтронов и высокую чувствительность к нейтронам. Это позволило измерять при импульсном режиме

работы генератора нейтронов одновременно и параметры временного спада счета нейтронов, и интегральную скорость счета нейтронов. Обеспечено измерение водонасыщенной пористости пластов аналогично методам нейтронного каротажа - по отношению интегральных скоростей счета нейтронов двух зондов. Возможность измерения  $K_p$  с аппаратурой двухзондового ИИНК в ряде случаев позволяет отказаться от применения изотопных источников нейтронов.

Дополнительная возможность измерения  $K_p$  (без измерения  $\Sigma_a$ ) связана с использованием стационарного режима излучения генератора. При этом обеспечивается повышенная скорость каротажа с АИНК-43П (более 400 м/ч) и увеличение ресурса нейтронного генератора до 800 ч.

Для повышения точности и достоверности получаемых интерпретационных параметров разработаны методические рекомендации по определению коэффициентов текущей нефте- и газонасыщенности коллекторов на основе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа обсаженных скважин с привлечением данных ГИС открытого ствола. В них регламентируются вопросы метрологического обеспечения, проведения скважинных измерений, обработки получаемых материалов, а также комплексной интерпретации материалов ГИС для решения оперативных задач и подсчета запасов углеводородного сырья. Опробование новой аппаратуры проводилось в эксплуатационных и контрольных скважинах с целью оценки текущего насыщения коллекторов, контроля перемещений газо-жидкостных контактов. На (рис.2) представлен пример определения коэффициента текущей газонасыщенности.

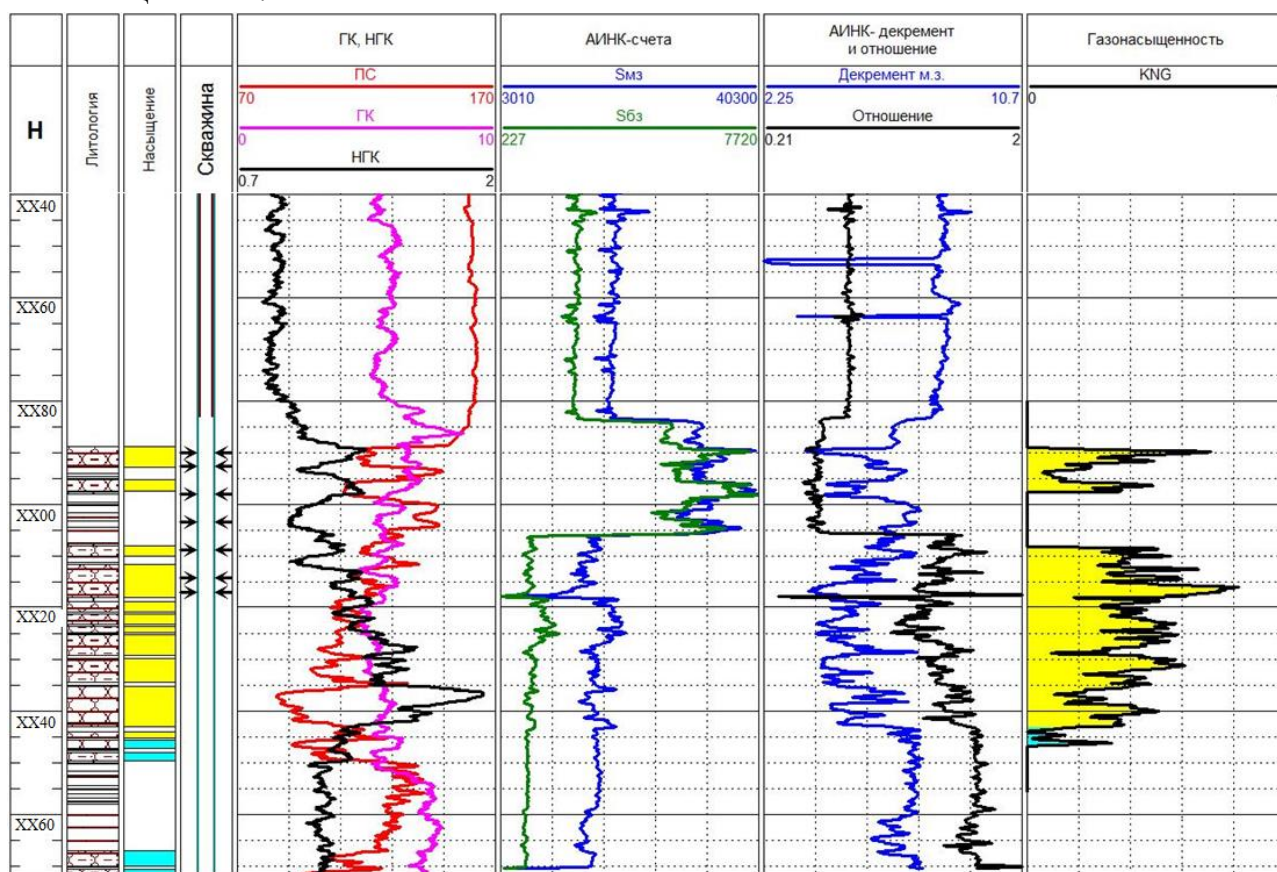


Рис.2. Определение  $K_g$  по данным АИНК-43П

Испытания подтвердили, что АИНК-43П обеспечивает повышенную точность определения параметров и рекомендуется на замену аппаратуры предыдущего поколения - АИНК-43-50, а также позволяет проводить измерение водонасыщенной пористости в обсаженных и необсаженных скважинах без применения ампульных нейтронных источников.



## Аппаратура импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа АИНК-ПЛ

В настоящее время основной задачей применения импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа связывают с исследованием нетрадиционных коллекторов, таких как Баженовская свита, Доманиковская свита, отложения доюрского комплекса и др. Эти исследования помогут более точно понять литологический состав горных пород и выработать оптимальные решения для разработки таких месторождений.

Аппаратура АИНК-ПЛ (рис.3) предназначена для определения элементного и минералогического состава горных пород, позволяет определять пропущенные залежи углеводородов, выделять нефтенасыщенные и газонасыщенные коллектора, флюидальные контакты.



| Технические характеристики АИНК-ПЛ                       |                  |
|----------------------------------------------------------|------------------|
| Длина прибора, не более мм                               | 4300             |
| Диаметр прибора, мм                                      | 90               |
| Максимальный диаметр прибора в области борной защиты, мм | 102              |
| Максимальная рабочая температура, °С                     | 120              |
| Максимальное рабочее давление, МПа                       | 60               |
| Масса прибора, не более, кг                              | 120              |
| Тип нейтронного генератора                               | ИНГ-062          |
| Выход нейтронов, нейтр/с                                 | $2,5 \cdot 10^8$ |
| Энергия выхода нейтронов, МэВ                            | 14               |
| Гарантийный ресурс работы ИНГ-062, ч                     | 350              |
| Скорость записи:                                         |                  |
| Детальные исследования, м/ч                              | 36               |
| Максимальная скорость, м/ч                               | 72               |

Рис. 3. Конструкция и основные характеристики аппаратуры АИНК-ПЛ

Конструктивно аппаратура состоит из модуля импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа, ИНГКС, и модуля гамма-спектрометрического каротажа естественной радиоактивности, ГКС. Модуль ИНГКС имеет двухзондовую систему регистрации спектров гамма-излучения, детекторы которой расположены на расстоянии 200 мм и 450 мм от источника нейтронов. Это позволяет повысить достоверность искомых геологических характеристик за счет разделения информации от пласта и ближней зоны (цементный камень, обсадная колонна, промысловая жидкость и сам прибор), в том числе концентрации элементов породы, истинное значение макросечения захвата тепловых нейтронов, пористость, а также оценивать объемную плотность. В детекторах гамма-квантов применяются современные сцинтилляционные кристаллы  $\text{LaBr}_3$ , обладающие высоким энергетическим разрешением (в 3 раза выше, чем у кристаллов  $\text{BGO}$ ) и не требующие термостатирования до  $150^\circ\text{C}$ , что обеспечивает более детальное исследование спектров ГИРЗ и ГИНР. В качестве источника нейтронов применяется управляемый импульсный нейтронный генератор ИНГ-062 на газонаполненной нейтронной трубкой, который обладает увеличенным потоком нейтронов до  $2,5 \cdot 10^8$  нейтрон/с. АИНК-ПЛ разрабатывается в номинальном диаметре 90 мм с утолщением до 102 мм в области борной защиты детекторов от тепловых нейтронов. Аппаратура позволяет проводить исследования как в открытом стволе, так и в обсаженных скважинах диаметром от 122 мм до 245 мм.

Проведение исследований скважин аппаратурой АИНК-ПЛ позволяет даже при полном отсутствии первоначального первичного документирования разреза осуществить его литологическое расчленение, определить емкостные характеристики пород и оценить характер текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов через обсадную колонну. Полученные с помощью аппаратуры АИНК-ПЛ данные, а это десятки кривых геолого-геофизических параметров, в том числе

содержания элементов (C, O, H, Cl, Si, Ca, S, Mg, Gd, Fe, K, Th, U и др.), являются количественной основой для построения моделей горной породы и порового пространства. С привлечением дополнительной информации, например, данных ГИС открытого стола и испытаний, реализуются возможности сравнения характеристик начальной и текущей нефтенасыщенности и прогнозирования притоков пластовых флюидов при освоении объектов.

Опробование новой аппаратуры проводилось в скважинах как открытого ствола, так и обсаженного с целью определения элементного состава горных пород и нефтенасыщенности коллекторов. На (рис. 4) представлен пример определения элементного и минералогического состава горных пород на одной из скважин Западной Сибири.

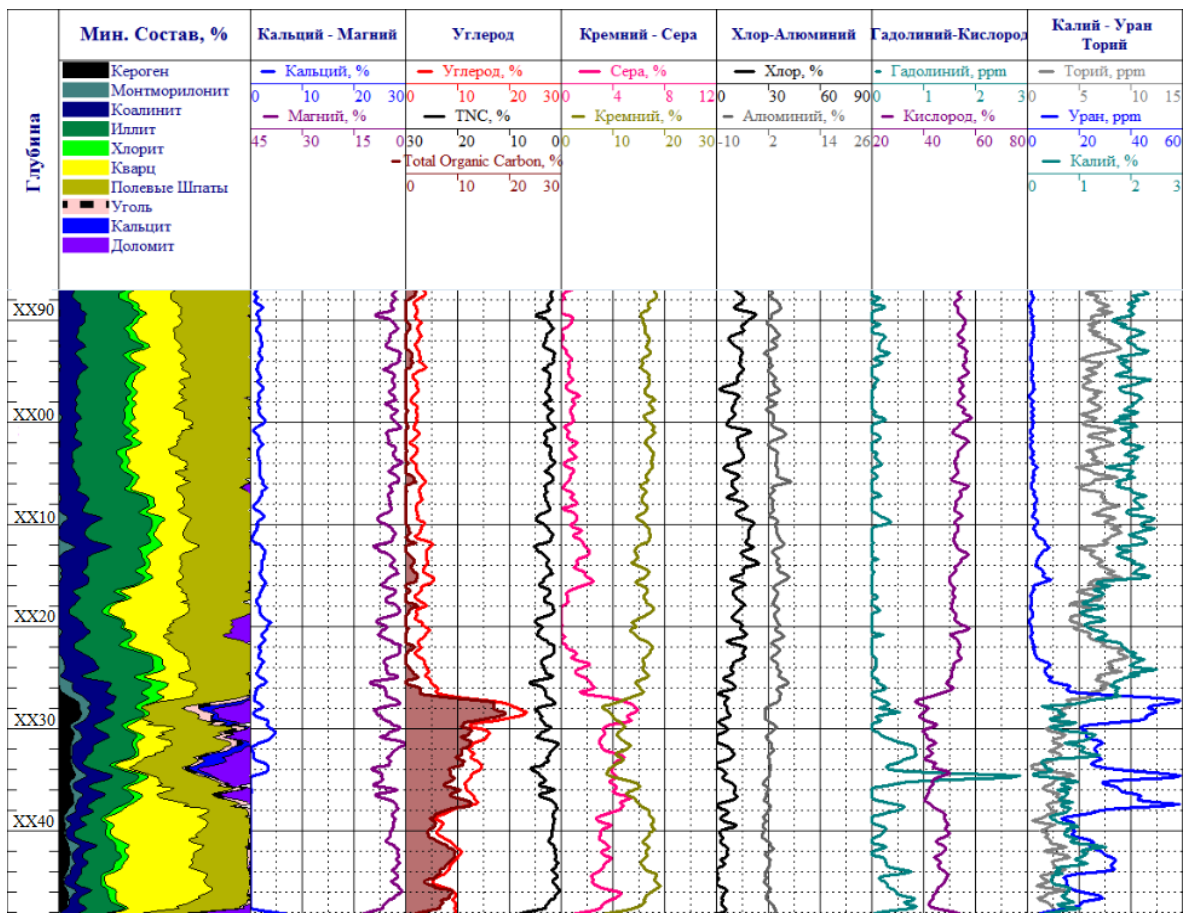


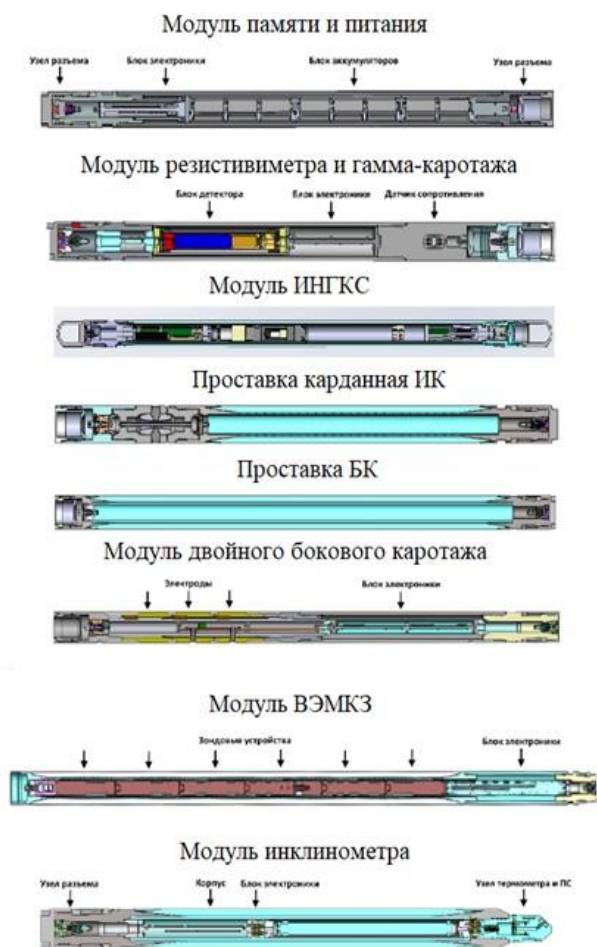
Рис.4. Элементный и минералогический состав по данным АИНК-ПЛ

Опытно-промышленные испытания аппаратуры АИНК-ПЛ подтвердили возможность ее использования в производственном режиме для решения задач определения элементного состава и коэффициентов нефте- и газонасыщенности. Вопросы метрологии и методического сопровождения находятся в стадии разработки.

### Автономный комплекс каротажа на буровых трубах СМИС-102-А

Совместно с организацией ООО НПП ГА «ЛУЧ» разработана автономная система многопараметрических исследований скважин СМИС-102-А диаметром 102 мм, спускаемая на буровых трубах. Комплекс предназначен для исследования открытого ствола наклонно-направленных и с горизонтальным завершением скважин диаметром от 120 до 245 мм. Состав комплекса СМИС-102-А (рис. 5) включает в себя следующие модули: модуль памяти и питания (МПП), модуль резистивиметра и гамма-каротажа (МРГК), модуль двойного бокового каротажа (БК), модуль высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ), модуль инклинометра (МИ), модуль импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа (ИНГКС).

Особенностью комплекса является применение модуля ИНГКС в компоновке, который обеспечивает возможность определения концентраций основных породообразующих и флюидообразующих элементов и на этой основе позволяет определять минералогический состав скелета и компонентного состава пластового флюида в исследуемом интервале разреза независимо от минерализации пластовых вод. Также данный модуль позволяет определять пористость и плотность горных пород без применения ампульных источников.

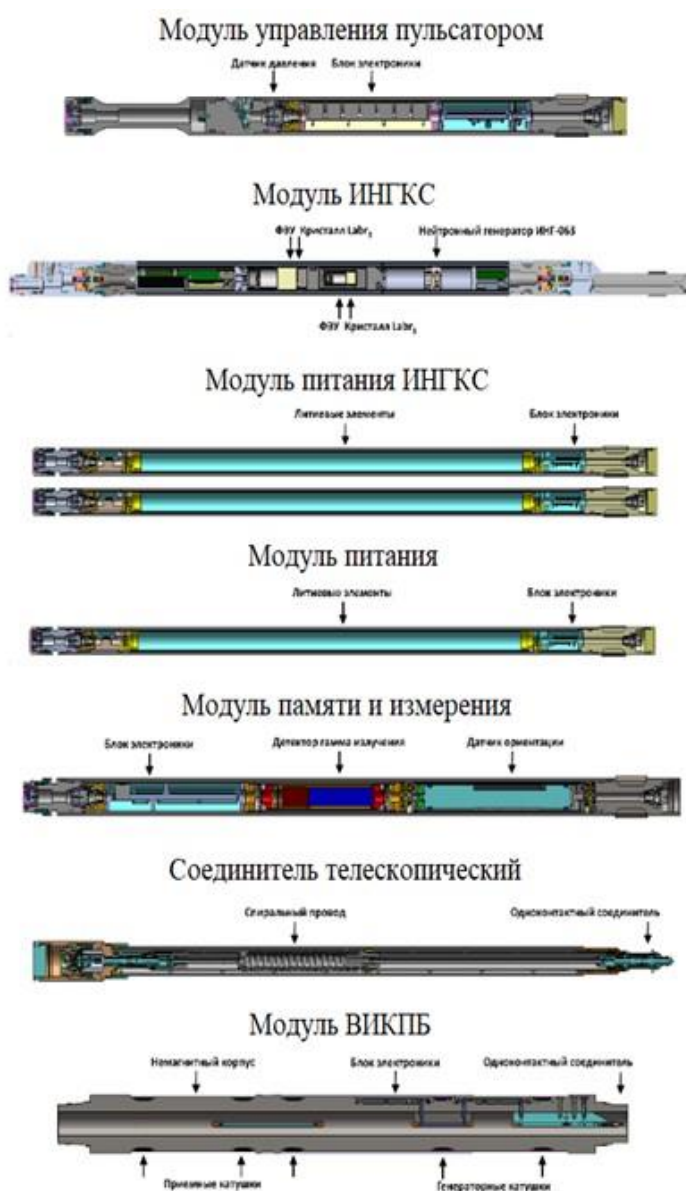


| Технические характеристики СМИС-102-А           |           |
|-------------------------------------------------|-----------|
| Общая длина, м                                  | 24        |
| Диаметр, мм                                     | 102       |
| Максимальная температура, °С                    | 85/120    |
| Максимальное давление, МПа                      | 80        |
| Масса прибора, не более, кг                     | 500       |
| Максимальное время работы, ч                    | 30        |
| Скорость записи:<br>Детальные исследования, м/ч | 36<br>72  |
| Максимальная скорость, м/ч                      |           |
| Измеряемый параметр                             | диапазон  |
| УЭС, Ом*м                                       | 0,2-20000 |
| ГК, мкР/ч                                       | 0-250     |
| Зенитный угол, °                                | 0-120     |
| Азимут, °                                       | 0-360     |
| Пористость, %                                   | 1-40      |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>                    | 1-3       |

Рис.5 Комплекс СМИС-102-А и его основные технические характеристики

Комплекс СМИС-102-А находится на стадии опытно-промышленных испытаний, по окончании опытных работ, будет завершено программно-методическое обеспечение комплекса, кроме этого для повышения информативности при интерпретации данных комплекс СМИС-102-А будет доукомплектован модулем акустического каротажа, модулем Б диаметром 172 мм. Комплекс предназначен для оперативного контроля проводки, навигации наклонно-направленных скважин, а также исследования геофизических параметров непосредственно в процессе бурения. Комплекс обеспечивает оперативную передачу данных от скважинной части к наземной по гидравлическому каналу связи и сохранение их во внутренней энергонезависимой памяти скважинной части комплекса для последующего считывания и обработки. Комплекс СМИС-172-Б (рис. 6) в процессе бурения позволяет определять естественную гамма-активность горных пород, удельное электрическое сопротивление пластов, направление траектории бурения скважин, а именно: азимутальный, зенитный угол и углы отклонителя, плотность и пористость горных пород. В память комплекс позволяет записывать данные спектрометрии, вызванного нейтронами гамма-излучения: неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов (ГИНР, ГИРЗ) для последующего их считывания и определения элементного и минералогического состава горных пород. Отличительной особенностью комплекса СМИС-172-Б является применение модуля ИНГКС, который способен проводить радиоактивный каротаж без применения химически опасных

ампульных источников. В качестве источника нейтронов в модуле ИНГКС применяется управляемый импульсный нейтронный генератор.



| Технические характеристики<br>СМИС-172-Б |                 |
|------------------------------------------|-----------------|
| Общая длина, м                           | 18,4            |
| Диаметр, мм                              | 172             |
| Диаметр модулей «струны», мм             | 48              |
| Максимальная температура, °С             | 120             |
| Максимальное давление, МПа               | 80              |
| Максимальное время работы, ч             | 200             |
| Предельные нагрузки:                     |                 |
| - допустимый крутящий момент, кНм        | 30              |
| - допустимое растягивающее усилие, кН    | 1250            |
| - допустимое сжимающее усилие, кН        | 1000            |
| Расход промывочной жидкости, л/сек       | 14-23           |
| <b>Измеряемый параметр</b>               | <b>диапазон</b> |
| УЭС ВЭМКЗ, Ом*м                          | 1-200           |
| ГК, мР/ч                                 | 0-250           |
| Зенитный угол, °                         | 0-180           |
| Азимут, °                                | 0-360           |
| Пористость, %                            | 1-40            |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>             | 1-3             |

Рис.6 Комплекс СМИС-172-Б и его основные технические характеристики

Комплекс СМИС-172-Б находится на стадии опытно-промышленных испытаний. Для повышения точности определения плотности горных пород в режиме он-лайн разрабатывается модуль импульсного нейтронного каротажа (ИНК) с размещением генератора нейтронов и детекторов гамма-квантов в стенке бурового инструмента. Данная конструкция позволит уменьшить влияние бурового раствора на показания данных плотности, а встроенный акустический датчик каверномера-профилемера в модуль ИНК позволит рассчитывать плотность горных пород с учетом изменения расстояния прибора до стенки скважины.

### Выводы

Разработанные и разрабатываемые во ВНИИА новые аппаратурно-методические комплексы интегрального и спектрометрического импульсного нейтронного каротажа позволяют расширить область применения ядерно-физических методов каротажа и повысить безопасность работ за счет замены аппаратуры с ампульными источниками излучения.



## ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

ООО "Газпромнефть НТЦ"

Для прогноза свойств баженовской свиты и выявления зон, в которых локализованы залежи нефти, перспективно применение методов электроразведки.

Основной целью работ по текущему исследованию является оценка эффективности использования электроразведки CSEM для площадного прогноза свойств баженовской свиты.

Основные задачи физического моделирования в данной работе: создание изотропной физической модели, соответствующей по электрическим и упругим параметрам разрезу исследуемой площади, и выполнение на ней 3D моделирования с параметрами съемок, воспроизводящими реальные CPP и ЭPP CSEM;

контраст упругих свойств и отношения УЭС целевого интервала (баженовской свиты) и вышележащих пород в создаваемой физической модели должны соответствовать реальным петрофизическим характеристикам разреза исследуемой площади;

получение исходных данных для тестирования алгоритмов синхронной инверсии CPP+ЭPP и опробования различных подходов к обработке и интерпретации данных CSEM и сейсморазведки 3D.

Обоснование необходимости применения частотных зондирований (метода CSEM):

Для прогноза свойств баженовской свиты и выявления зон, в которых локализованы залежи нефти, перспективно применение методов электроразведки.

Методы МТЗ и ЗСБ мало пригодны для изучения пород баженовской свиты (Брадучан, 1986). В этих методах используется индукционный способ возбуждения среды и отклик от пород баженовской свиты высокого удельного сопротивления не может быть надежно зарегистрирован.

Перспективным методом для картирования баженовской свиты и выявления залежей нефти является метод частотных зондирований с контролируемым источником электрического типа – горизонтальным электрическим диполем. По принятой в зарубежных странах терминологии для данного метода используется название Controlled Source Electro Magnetics (CSEM).

При работах в промежуточной зоне источника существенную роль играет гальваническое возбуждение среды. Аномалии, связанные с вертикальными токами источника, пересекающими горизонтальный слой высокого удельного сопротивления, имеют достаточно большую величину.

Подобный подход успешно реализован в морских работах. Убедительно показана высокая эффективность метода CSEM при картировании тонких субгоризонтальных пластов высокого удельного сопротивления – коллекторов углеводородов.

Работы по физическому моделированию включают в себя создание изотропной физической модели, соответствующей по электрическим и упругим параметрам разрезу изучаемой площади. В качестве материала для модели слоя БС планировалось использовать листовую техническую резину (ТМКШ). Материал для создания проводящих неоднородностей требовалось выбрать на основе натурных испытаний электрических и упругих свойств. Модель создается исходя из условия проведения моделирования в электролитическом баке размером не менее 4\*4\*0.4 м, с коэффициентом масштабирования среды 1:10 000, имеющемся в СПбГУ.

Выбор электролитического бака как основы для создания физической модели и проведения физического моделирования электромагнитных зондирований определяется технической реализуемостью измерений электрических и магнитных полей используемого источника – горизонтального электрического диполя (линии) в диапазоне частот, определяемом требуемым коэффициентом масштабирования (Бердичевский, 1987). К преимуществам бакового моделирования относятся возможность плавно менять

электропроводность вмещающего слоя и его мощность, отсутствие проблем с обеспечением электрического контакта между вмещающей средой и электродами при моделировании электрических диполей.

При выборе материалов для моделирования основным критерием являлось сохранение отношений электрических и упругих свойств слоев при переходе от природы к модели. Базовая модель состоит из 4-х слоев и в основных чертах соответствует геологическому разрезу изучаемой площади: сверху вниз – 1) осадочный чехол, 2) баженовская свита (БС), 3) юрские отложения, 4) высокоскоростной фундамент.

С использованием выбранных материалов была создана изотропная физическая модель, соответствующая по электрическим и упругим параметрам разрезу исследуемой площади. Схема модели представлена на рисунке 1, на рисунке 2 приведен разрез модели по линии С1 с обозначением выбранных материалов. Размер области моделирования СРР – 1\*1 м, размер области, исследуемой ЭРР – 1.4\*1.4 м.

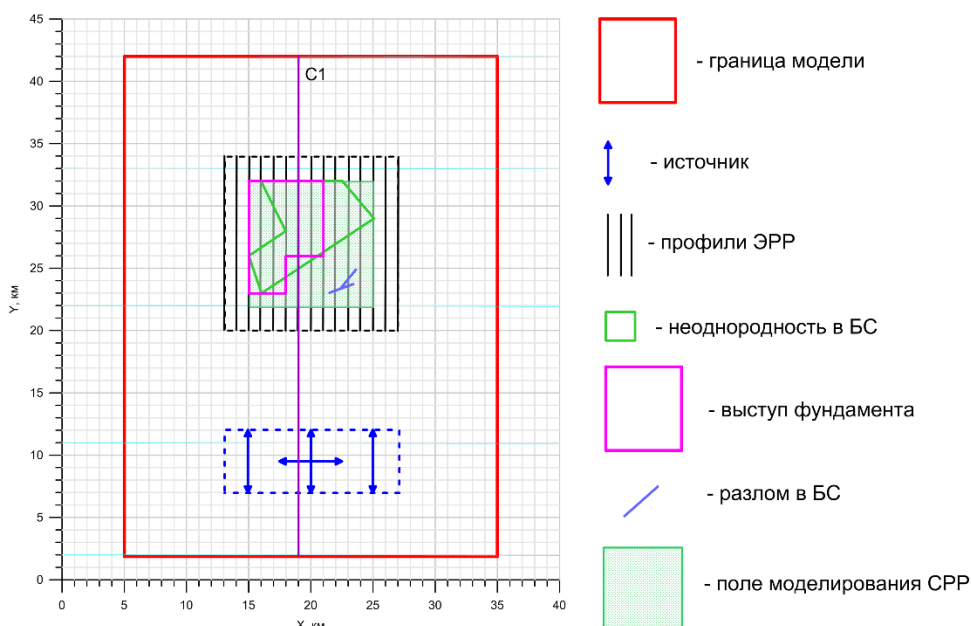
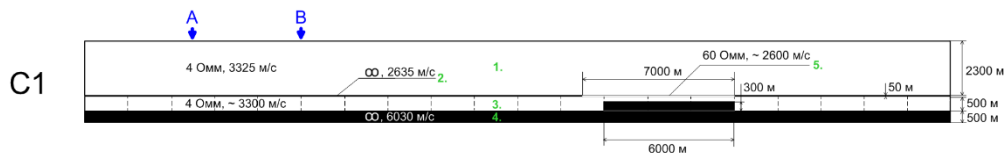


Рисунок 1. Схема физической модели. Масштабы по осям X и Y соответствуют размерам в натуре.



Материалы в физической модели:

- |                                           |                       |
|-------------------------------------------|-----------------------|
| 1. электролит (насыщенный раствор NaCl) - | 0.05 Ом, 1930 м/с     |
| 2. резина ТМКШ                            | - изолятор, 1530 м/с  |
| 3. электролит с георешеткой               | - 0.05 Ом, ~ 1900 м/с |
| 4. бетон                                  | - изолятор, 3500 м/с  |
| 5. резина с регулярной сеткой отверстий   | - 0.75 Ом, ~ 1500 м/с |

Рисунок 2. Разрез модели по линии С1 с обозначением материалов и их свойств.

Графики изогерц вдоль всех профилей имеют похожую структуру. Основное влияние на измеряемое электромагнитное поле на исследуемой площади оказывает проводящая

аномалия в БС. Для примера на рисунке 3 приведены кривые зондирования и профильные кривые вдоль профиля 12.

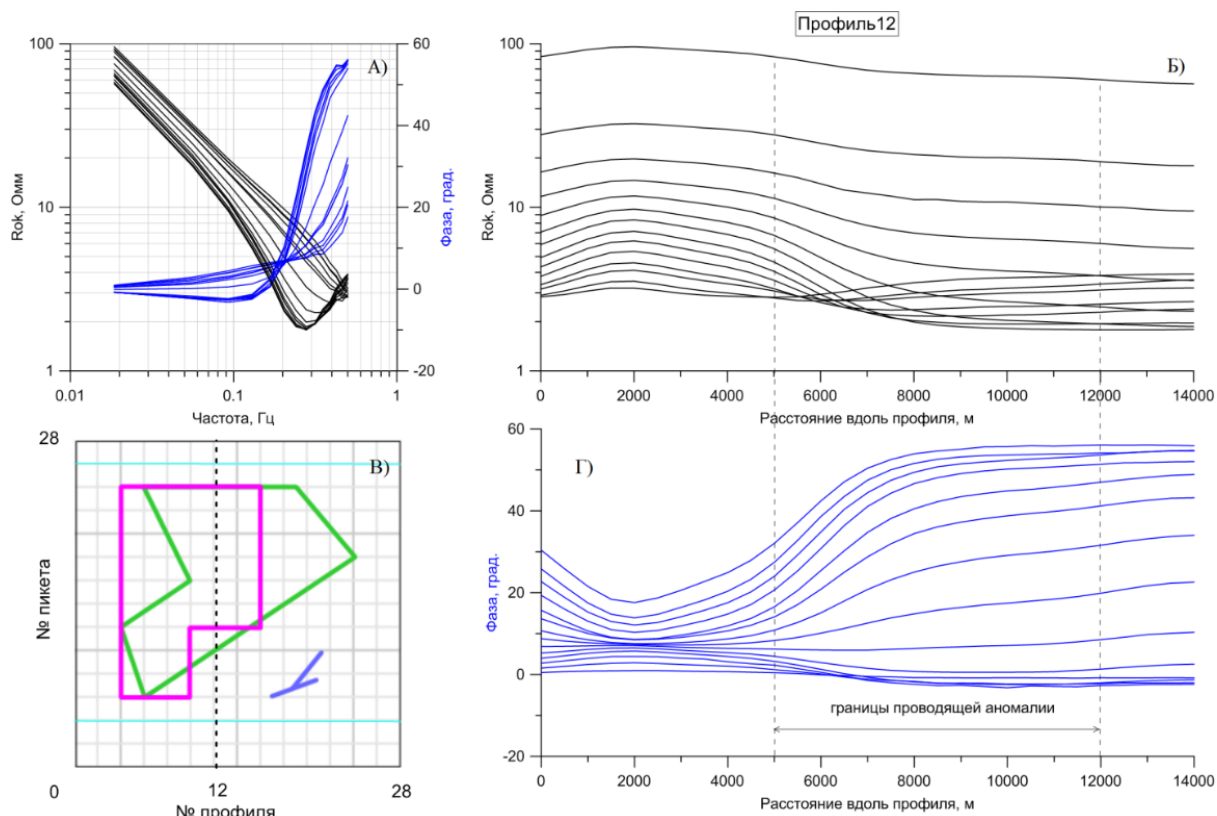


Рисунок 3. А) Набор кривых кажущегося сопротивления (черный цвет) и фазы (синий цвет) для профиля 12; Б) Изолинии кажущегося сопротивления; В) Положение профиля 12 на схеме рабочей области ЭРР; Г) Изолинии фазы импеданса.

При перемещении от начала профиля в сторону проводящей аномалии происходит сдвиг минимума на кривых кажущегося сопротивления и фазы в сторону низких частот, уменьшение значений  $\rho_k$  и фазы на низких частотах и увеличение на высоких частотах. Этот переход происходит в достаточно широком интервале расстояний. Характерной особенностью является то, что при выходе приемника за пределы аномалии в пределах рабочей области не происходит возвращения значений  $\rho_k$  и фазы к тому уровню, который они имели в начале профиля.

На профильных кривых заметно увеличение кажущегося сопротивления и уменьшение фазы в районе 4 пикета (2000 м от начала профиля). Этот эффект можно связать с прохождением приемника через стык листов резины, моделирующих БС.

Эффект от трехмерных неоднородностей наиболее наглядно можно наблюдать на картах изолиний  $\rho_k$  и фазы, построенных для разных частот. Карты изолиний для 5 гармоник (0.056 Гц, 0.167 Гц, 0.278 Гц, 0.389 Гц, 0.501 Гц) представлены на рисунке 4. Следует отметить, что вследствие больших различий интервалов изменения эффективных параметров на разных частотах цветные шкалы на рисунках имеют разные пределы.

На всех картах изолиний прослеживается линейная аномалия в районе четвертых пикетов (координата  $Y=2000$  м), видимая и на графиках изогерц сопротивления и фазы, вероятно, связанная с влиянием стыка резиновых листов, моделирующих БС. Наличие проводящей неоднородности в БС проявляется аномалией низкого сопротивления на низких частотах и повышенного сопротивления на высоких частотах при  $Y>6000$  м. Такая же закономерность (переход от низких значений к высоким) наблюдается для фазы. Направление изолиний, в целом, соотносится с границей проводящей неоднородности, однако не повторяет ее полностью. В районе 8-16 профилей и 2-6 пикетов наблюдается аномалия высокого

сопротивления, которую, вероятно, можно связать с близко расположенным выступом неоднородностей.

Однако разделить влияние неоднородности фундамента и проводящей неоднородности в слое БС на уровне эффективных параметров не представляется возможным. Наличие неоднородностей в модели приводит к перераспределению возбуждаемых электрических токов и к изменению значений эффективного УЭС и фазы импеданса над моделью и в ее ближайших окрестностях, но распределение эффективных параметров в плане не обязательно повторяет контуры неоднородностей, так как взаимодействие электромагнитного поля со средой имеет сложный характер.

Одной из задач проекта является сравнение чувствительности метода CSEM к маломощным пластам высокого удельного сопротивления при измерениях на оси и в экваториальной зоне с целью выбора оптимальной установки для проведения полевых работ. Для решения этой задачи было выполнено физическое моделирование измерений с экваториальной установкой над 3D моделью по одному из профилей в рабочей области CSEM съемки (профиль 12), а также 2D математическое моделирование для модели, являющейся продолжением в направлении X сечения 3D модели по 12 профилю.

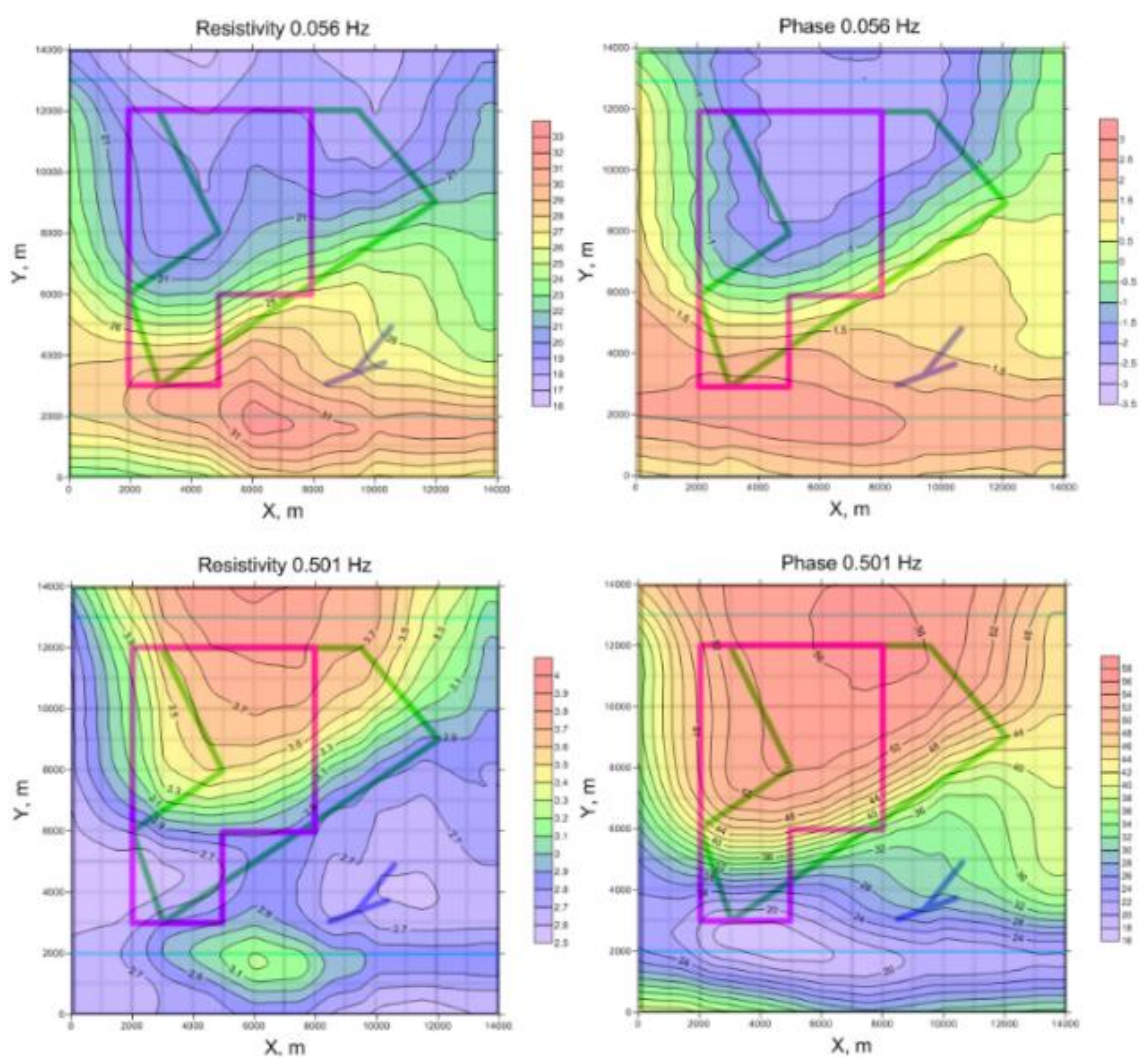


Рисунок 4. Карты изолиний кажущегося сопротивления и фазы на разных частотах.

Разнос при физическом моделировании с экваториальной установкой был 1.2 м, как и при измерениях с осевой установкой. Сравнение результатов для осевой и экваториальной установки приведено на рисунке 5.



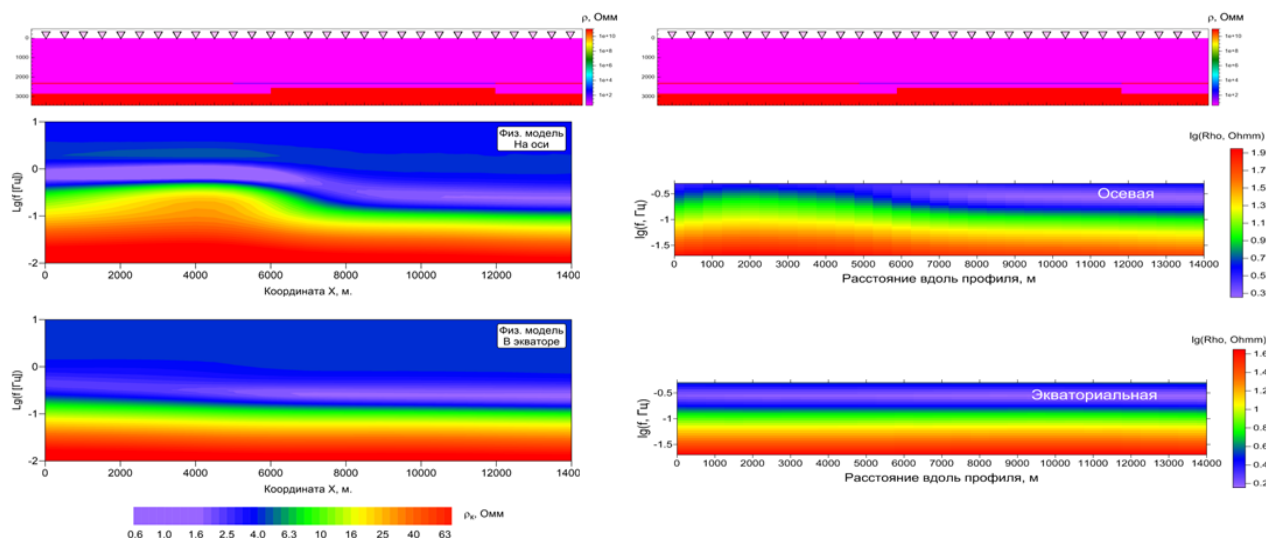


Рисунок 5. Псевдорезрезы кажущегося сопротивления для осевой и экваториальной установок. Слева – 2D математическое моделирование, справа - 3D физическое моделирование.

Хотя величина аномалии для трехмерной модели меньше, чем для двумерной, можно видеть, что в любом случае осевая установка более чувствительна к вариациям УЭС, чем экваториальная, и, следовательно, должна в первую очередь использоваться при полевых работах.

В результате сейсмического моделирования получены данные хорошего соотношения сигнал/шум, выделяющие целевые горизонты исследования (рисунки 6 и 7):

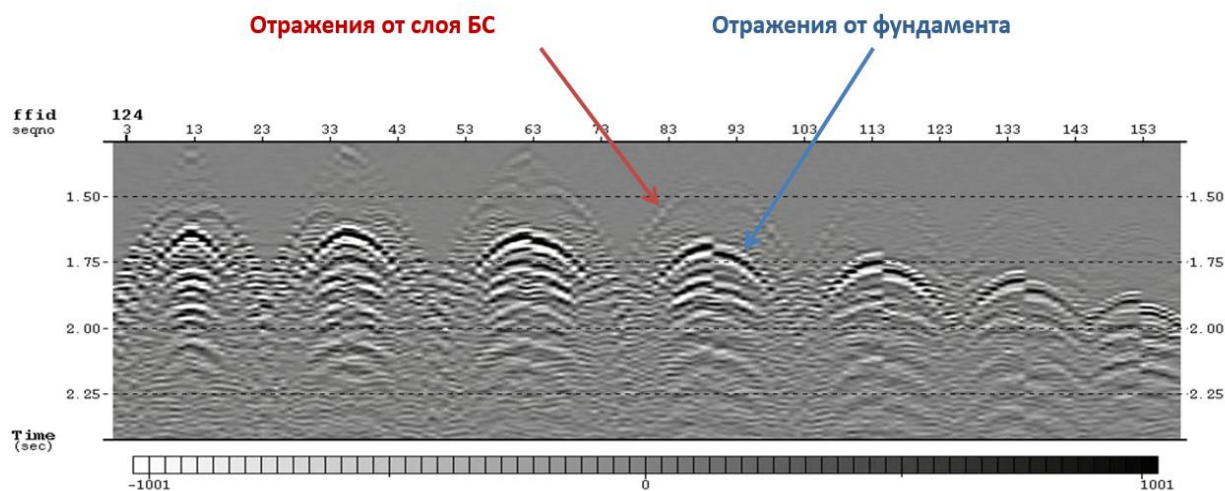


Рисунок 6. Сейсмограмма, полученная в результате проведения физического моделирования.

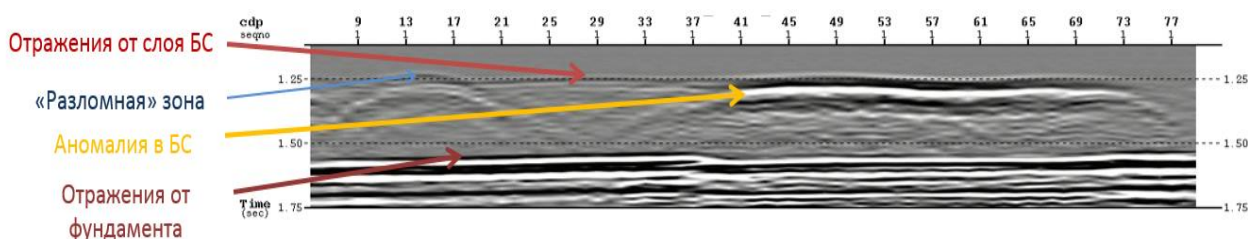


Рисунок 7. Сейсмограмма с подробным описанием.

В результате проведения исследования произведен сбор данных в открытых источниках. Выполнена оценка качества полученных данных. Произведен выбор материалов для создания физической модели, проведены натурные измерения их упругих и электрических свойств. Из выбранных материалов создана изотропная физическая модель, которая с учетом масштабирования и условий подобию соответствует по электрическим и упругим параметрам разрезу изучаемой площади (Вашкевич, 2016).

Выполнено физическое моделирование сейсмических зондирований и зондирований CSEM с конфигурацией и рабочими параметрами установок, воспроизводящими, с учетом масштабирования, параметры, используемые в реальных полевых съемках на исследуемой площади. Получен массив качественных сейсмических и электромагнитных данных, который может быть использован для тестирования алгоритмов синхронной инверсии результатов CPP+ЭPP и опробования различных подходов к обработке и интерпретации данных CSEM и сейсморазведки 3D. Неоднородности физической модели отчетливо проявляются в данных как сейсмического, так и электромагнитного моделирования. В случае явно выраженной трехмерности среды при зондированиях CSEM карты и графики эффективных параметров дают лишь приблизительное представление о форме и положении геоэлектрических неоднородностей.

Для восстановления строения среды по данным CSEM необходимо привлечение сейсмической информации в виде задания структурных границ или совместной инверсии сейсмических и электромагнитных данных.

#### **Список использованной литературы:**

1. Бердичевский М.Н., Мороз И.П., Кобзова, В.М., Билинский А.И. Физическое моделирование в геоэлектрике. Киев: Наукова думка, 1987. -140 с.
2. Брэдучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. Баженовский горизонт Западной Сибири. М.: Наука, 1986. - 216 с.
3. Вашкевич А.А., К.В. Стрижнев, С.И. Чекмарев, Д.Е. Заграновская, А.С. Бочков, В.В. Жуков, Ю.Л. Зуйкова, Н.Ф. Скопенко. Опыт комплексирования методов потенциальных полей и площадных геохимических исследований с целью планирования геологоразведочных работ на слабоизученных территориях залегания баженовской свиты. [Нефтяное хозяйство](#). – 2016. - №12. - С. 32-35.
4. Wong G.S.K., Zhu, S, Speed of sound in seawater as a function of salinity, temperature and pressure (1995) J. Acoust. Soc. Am., 97(3) pp 1732-1736.

## РАЗВЕДКА РАСТВОРИМЫХ К-MG СОЛЕЙ В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАЗЕМНОЙ ГРАВИМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЁМКИ

1-ООО «ДЖИ М Сервис», 2- ООО «ЭКОИНВЕСТГРУПП»,  
3- независимый эксперт

### Введение

В настоящее время человечество испытывает нехватку пищевых ресурсов. Применение удобрений позволяет значительно увеличить урожайность. Одним из наиболее эффективных удобрений являются К-Mg соли. Их главным преимуществом является то, что такие соли можно практически без дополнительного обогащения и переработки упаковывать в транспортировочные мешки и доставлять потребителю (поля, теплицы, питомники). Калининградская область сама является сельскохозяйственным регионом, кроме этого соседние страны испытывают потребность в удобрениях. Следовательно, К-Mg соли в данном регионе являются весьма актуальным сырьём.

Основной проблемой при поисках солей является то, что соли залегают на глубине более 950 метров и отработка их при помощи растворения затруднительна из-за возможности повреждения водозащитной толщи взрывными работами при предварительном рыхлении руд. Её можно добывать только шахтным способом. При этом стоимость разведочной скважины превышает несколько десятков миллионов рублей. В районе велика вероятность вскрыть скважиной пласт или купол нерастворимых солей – полигалитов, являющихся технологически сложным типом руд для переработки. Применение сейсморазведки на данном участке не эффективно, т.к. в солях сложно понять, откуда приходит отражение волн. Кроме этого, использование даже 2Д сейсморазведки дорого и возможно лишь в зимнее время в связи с густонаселенностью региона и потравой сельскохозяйственных угодий.

В 2018-м году один из недропользователей Калининградской области поставил перед ООО «ДЖИ М Сервис» задачу исследовать свой лицензионный участок геофизическими методами и оперативно определить перспективность запроектированной скважины. Изучив плотности горных пород сотрудники ООО «ДЖИ М Сервис» обнаружили большую разницу плотности К-Mg солей (1,9-2,1 г/см<sup>3</sup>) и полигалитов (до 4 г/см<sup>3</sup>). Этот факт сделал перспективным использование наземной гравиметрической съёмки. Учитывая сжатые сроки (не более 3-х месяцев) и относительно большую площадь участка (100 км<sup>2</sup>) наземная гравиметрическая съёмка по всем признакам могла решить 2

задачи:

- определить наличие/отсутствие ярких контрастных кольцевых аномалий гравитационного поля, которые, предположительно, могут быть связаны с присутствием полигалитовых куполов, расположенных на глубине от 900 до 2000 метров.
- установить по данным наземной гравиразведки благоприятные структурные критерии зон распространения наиболее мощных пачек, богатых растворимыми К-Mg солями.

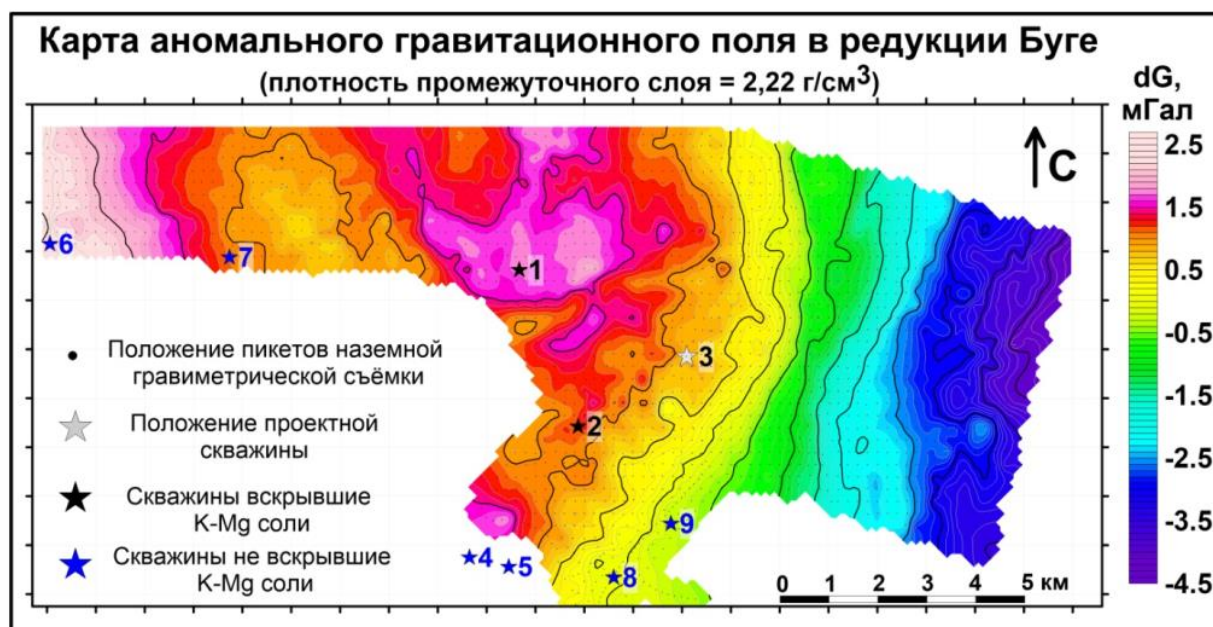
### Методика

Работы методом наземной гравиметрической съёмки выполнены в период с 20 июля по 19 октября 2018 года силами двух специалистов ООО «Джи М Сервис» и одного водителя со стороны заказчика. Работы выполнены с использованием одного гравиметра CG-5 канадской компании Scintrex. Шаг съёмки составлял 200х250 метров. Объём выполненных работ - 2211 физических наблюдений (ф.н.). Объём контрольных измерений составил 9,3 % от общего объёма. По результатам контрольных измерений среднее квадратичное отклонение (СКО)

составило 0,011 миллигал. Высокоточная привязка пунктов наблюдений осуществлялась с использованием дифференциальных GPS -приёмников Spectra Precision ProMark по методике с постобработкой. СКО GPS привязки не превысило 3 см.

#### Анализ и интерпретация данных

Конечным результатом полевых измерений и обработки данных наземной гравиметрической съёмки является карта аномального гравитационного поля в редукции Буге с плотностью промежуточного слоя равной 2,22 г/см<sup>3</sup> (Рисунок 1). Далее по тексту в рамках данной работы мы будем называть «карту аномального гравитационного поля в редукции Буге» «картой гравитационного поля».



*Рисунок 1. Результат обработки данных наземной гравиметрической съёмки*

На карте гравитационного поля присутствует ряд особенностей:

**Особенность 1.** Наблюдается общее повышение уровня гравитационного поля с востока на запад. Связано это с изменением мощности осадочных пород (глубины до фундамента). Визуально можно определить, что ширина крупной центральной аномалии, связанной с объектом, расположенным в фундаменте составляет около 3 300 метров. Следовательно, Региональный тренд (влияние аномалий фундамента) можно удалить, используя фильтр с диаметром 3 300 метров.

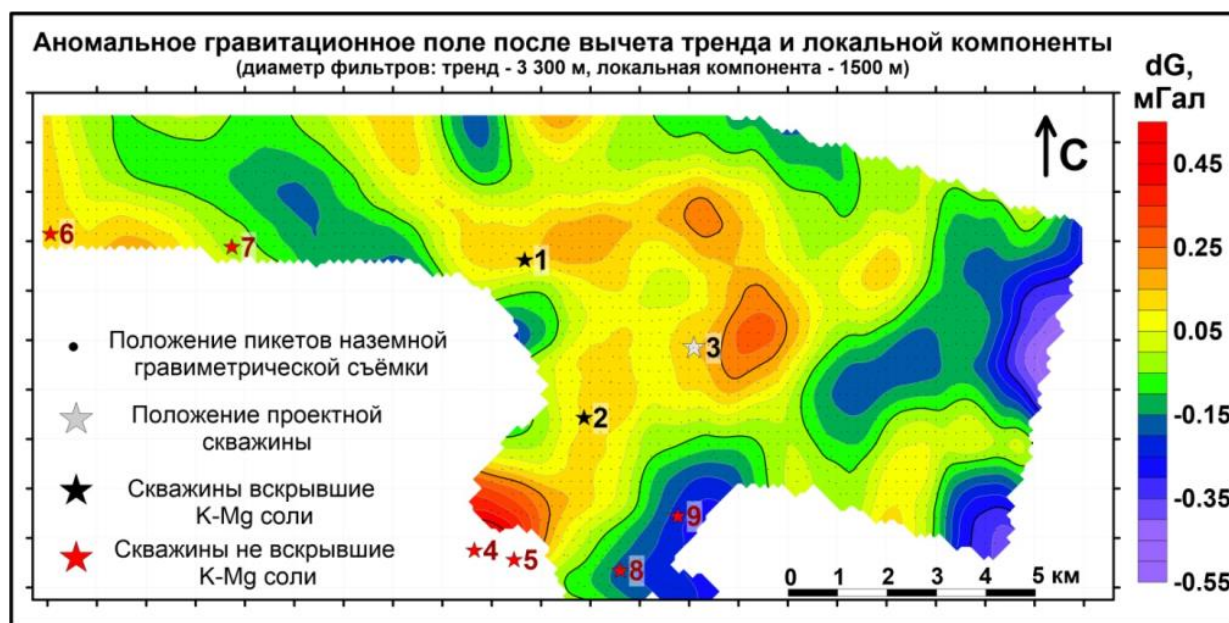
**Особенность 2.** Присутствие небольших по ширине локальных аномалий (как положительных, так и отрицательных) концентрической формы. Учитывая малый размер аномалий (от 250 до 500 метров), становится очевидным, что они созданы неоднородностями, расположенными выше целевого горизонта К-Mg солей. Так как целевой горизонт находится на глубине от 900 до 1200 метров, то аномалии целевого горизонта будут иметь ширину не менее 1600 метров.

**Особенность 3.** Наличие линейной отрицательной аномалии в центральной части участка СВВ простираения. Ширина указанной аномалии составляет от 800 до 1200 метров. Следует отметить, что указанная аномалия не проявляется в рельефе. Есть предположение, что данная аномалия связана с палеоруслом. Палеорусла проявляются как линейные аномалии гравитационного поля (Ермолин и



Мельников 2019). Как правило, палеоврезы соответствуют положению древних разрывных нарушений. Учитывая небольшую ширину аномалии, следует предположить, что геометрический центр палеорула расположен выше целевого горизонта. Несмотря на это, «корень» палеовреза (глубинный разлом) мог нарушить целевой горизонт.

Для определения «регионального тренда» авторы применили фильтр радиусом 3 300 метров. После этого из исходного поля вычитали «региональный тренд». Для удаления локальных аномалий авторы применили фильтр радиусом 1 500 метров. Все процедуры выполнены с использованием программы Surfer. Результат показан на рисунке 2. В целом полученную карту можно называть «картой аномалий целевого горизонта», т.к. она отражает аномалии гравитационного поля, связанные с объектами, расположенными на глубине от 500-800 до 1100-1700 метров.



*Рисунок 2. Карта аномалий целевого горизонта*

При сопоставлении скважин, вскрывших богатые К-Mg соли (скважины 1 и 2) и не вскрывших богатые К-Mg соли (скважины 4,5,6,7,8 и 9) с картой аномалий целевого горизонта, становится очевидно, что благоприятным структурным признаком является близость к линейным положительным аномалиям. Такому явлению может быть два геологических объяснения:

**Первое объяснение.** К-Mg соли образуются в результате ликвации исходной рапы (высококонцентрированного соляного раствора). При этом более плотные соли (подсолевые ангидриты) осаждаются внизу (плотность до 2,85 г/см<sup>3</sup>), а менее плотные растворимые соли поднимаются вверх (плотность от 1,9 до 2,2 г/см<sup>3</sup>). Очевидно, что при увеличении мощности подсолевых ангидритов будет увеличиваться мощность пластов, содержащих К-Mg соли. Очевидно, что наибольшая глубина палеобассейна, заполненного рапой была в палеовпадинах. Соответственно палеовпадины, заполненные ангидритами будут создавать положительные аномалии гравитационного поля. Маломощные слои растворимых солей не могут создать значительных отрицательных аномалий, соответственно локальные

положительные аномалии гравитационного поля являются благоприятным структурным признаком наличия К-Mg солей.

**Второе объяснение.** Линейные положительные аномалии гравитационного поля могут быть созданы ангидритовыми валами, которые широко распространены в изучаемом регионе (Канев и Озолия 1985) и ярко отражаются на сейсмических разрезах. В пределах валов закономерно увеличивается мощность как ангидритов, так и мощность продуктивной пачки К-Mg солей. Увеличение мощности ангидритовой пачки и локальное увеличение альтитуды её кровли создаёт локальные вытянутые положительные аномалии гравитационного поля.

Авторы больше склоняются ко второму объяснению. То есть линейных положительные аномалий связаны с наличием ангидритовых валов.

На карте локальной составляющей в западной части в районе скважин 5 и 4 намечается положение купольной структуры. Есть предположение, что полигалиты образуются в результате переотложения растворимых солей за счет водных растворов (Вишняков и др. 2017), поступающих из глубинных разломов. В результате, аномалия гравитационного поля будет более интенсивной. Для оценки положения глубинных разломов целесообразно построить карту полного горизонтального градиента гравитационного поля. Предварительно необходимо удалить локальные аномалии, создаваемые объектами, расположенными выше продуктивной толщи. Карта полного горизонтального градиента гравитационного поля показана на рисунке 3. На ней наблюдается яркая положительная аномалия. Эта аномалия проходит с севера участка в меридиональном направлении, в центральной части профиля разворачивается в юго-западном направлении, а на юге упирается в предполагаемое положение полигалитового купола в районе скважин 4 и 5. Известно, что скважина 4 вскрыла полигалиты. Таким образом, причиной присутствия полигалитов в скважине 4 может быть наличие разлома и, как следствие, зон трещиноватости, проницаемых для водных растворов в подошве продуктивного горизонта (Вишняков и др. 2017). Следовательно, зоны разлома являются неблагоприятным поисковым критерием для поиска растворимых К-Mg солей. Если зоны разлома совпадают с положением локальных аномалий гравитационного поля, то такие места могут быть «зоной риска» для наличия К-Mg солей, т.к. возможно их переотложение в виде полигалита.

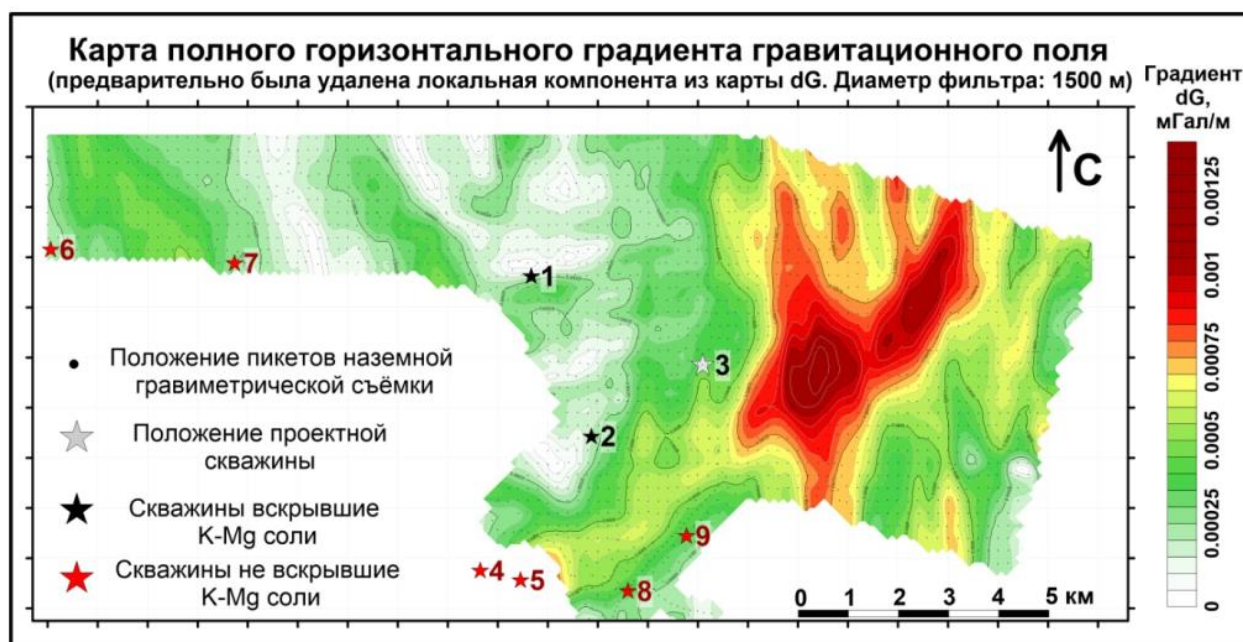
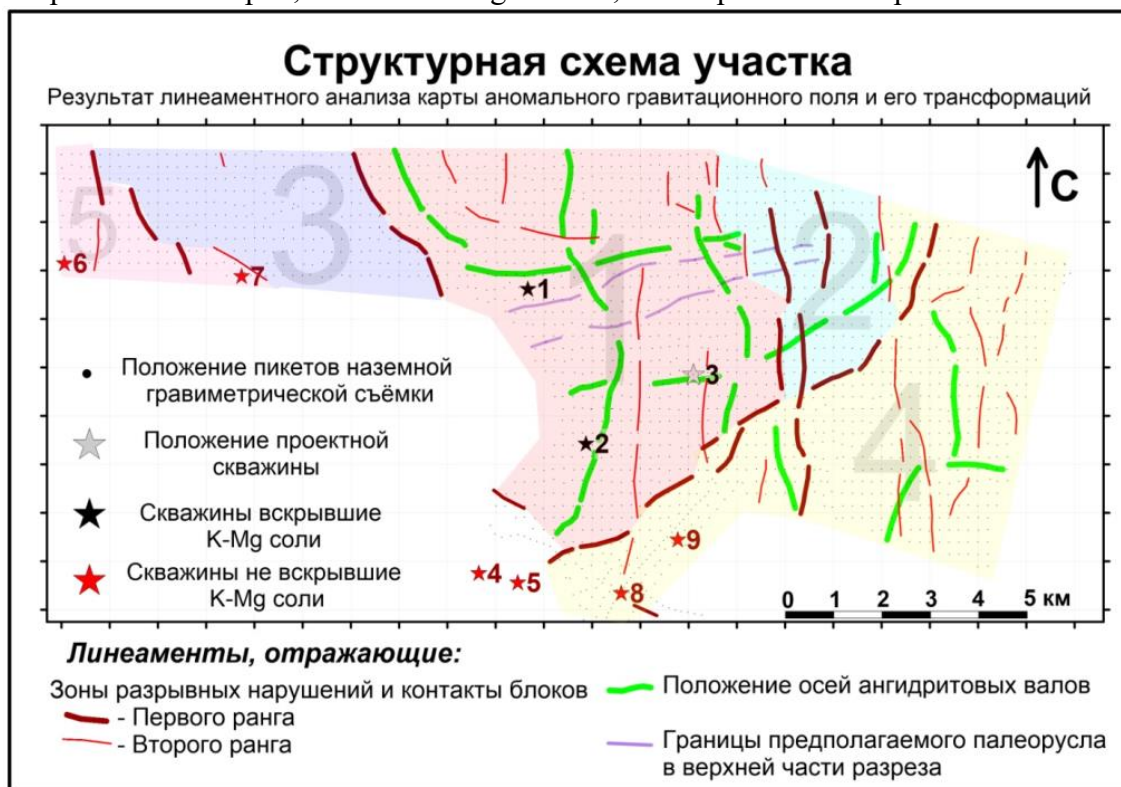


Рисунок 3. Карта полного горизонтального градиента

Авторы выполнили ранжирование разломов в зависимости от ширины градиентной зоны. Чем шире градиентная зона, тем толще линия. Таким образом, толстые линии соответствуют глубинным разломам, а тонкие линии соответствуют разломам и контактам пород в верхней части разреза. Положение разломов были вынесены на итоговую структурную карту (Рисунок 4). Данная карта является результатом интерпретации. Её можно использовать для планирования дальнейших геологоразведочных работ.

Благодаря результатам гравиразведки, лицензионный участок был разделён на блоки с различным характером аномального гравитационного поля. Предложено положение скважины №3. Это место наиболее удачно, т.к. Скважина №3 находится в 200 метрах от оси ангидритового вала. Кроме этого, по близости проектируемой скважины нет глубинных разломов. Спустя 10 месяцев после прогноза по данным гравиразведки скважина была пробурена и пересекла 56 метровую толщу, богатую К-Mg солями на глубине чуть более 1000 метров. Из 56 метров, богатых К-Mg солями, 21 метр являются промышленными рудами.



**Рисунок 4.** Результат качественной интерпретации данных

## Выводы

В краткие сроки (92 дня) командой, состоящей из 3-х человек, лицензионный участок и прилегающая территория (общая площадь 110 кв.км.) была покрыта наземной гравиметрической съёмкой сетью 200 м на 250 метров. Работы выполнены безопасно для личного состава, не нанесли вреда окружающей среде и сельскохозяйственным угодьям. В результате анализа и интерпретации данных были выделены благоприятные и неблагоприятные факторы наличия (отсутствия) К-Mg солей. К благоприятным факторам следует отнести близость к осям линейных положительных аномалий гравитационного поля. Линейные аномалии могут создаваться ангидритовыми валами, в верхней части которых увеличивается мощность пачки, богатой К-Mg солями. К неблагоприятным факторам относятся близость к разрывным нарушениям и контактам блоков. Разрывные нарушения и контакты блоков были выделены в результате качественного (линеamentного) анализа карты горизонтального градиента гравитационного поля. По всем признакам положение проектируемой скважины (скважина №3) можно назвать удачным. Бурение скважины завершилось через 10 месяцев после прогноза по данным гравиразведки. Скважина прошла через 56-ти метровую пачку богатую К-Mg солями (из которых 21 м имеет промышленное

значение) на глубине более 1000 м. Результатом интерпретации является структурная схема участка. По характеру аномального гравитационного поля исследуемую территорию можно разделить на 5 блоков. Дана оценка перспективности каждого блока. По результатам съёмки предложено положение следующих разведочных скважин.

### **Библиография**

Ермолин, Е.Ю. и Мельников, В.Н. [2019] Аномалия гравитационного поля над участком размыва Санкт-Петербургского метрополитена. Материалы 15-ой конференции и выставки EAGE «Инженерная и рудная геофизика», Геленджик.

Канев, С. В. и Озолия, Н.К. [1985] Строение и физические параметры верхнепермских отложений прибалтики. Монография, Зинатне, 109.

Вишняков, А.К., Смычник, А.Д., Панов, В.Д. Вафина, М.С. [2017] Строение и условия образования калийно-магниевых солей центральной части Нивенской впадины Калининградско-Гданьского соленосного бассейна. Отечественная геология, №4, 90-97.



## ОСОБЕННОСТЬ ПОДГОТОВКИ ДАННЫХ НА ЭТАПЕ ОБРАБОТКИ ДЛЯ СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА И СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ

(ООО «ТННЦ», г.Тюмень)

Осадочные отложения Западно-Сибирского бассейна, с которыми связаны месторождения углеводородов, имеют значительную латеральную литолого-фациальную изменчивость, что обуславливает непостоянство их фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС). Поэтому задача их прогнозирования межскважинном пространстве становится весьма актуальной, так как простая интерполяция свойств приводит к серьёзным ошибкам, снижающим геологическую и экономическую эффективность ГРП.

При построении геологических моделей месторождений, являющихся основой для проектирования разработки, необходимо комплексное использование разномасштабной геолого-геофизической информации с применением новейших технологий в области сейсмической интерпретации. Уточнение ёмкостных характеристик резервуаров путём применения современных методов обработки информации позволяет в конечном счете создавать более детальные модели отложений и достигать основной цели проекта – локализации перспективных для бурения зон.

В настоящее время не существует единой универсальной методики для прогноза петрофизических свойств в межскважинном пространстве по сейсмическим данным. Наиболее простым и общедоступным является анализ различных динамических атрибутов сейсмической записи, что дает некоторую информацию о геометрии и физических параметрах отложений. В качестве альтернативы анализу атрибутов, рассчитанных по кубу сейсмических данных, в настоящее время широко применяется два подхода: спектральная декомпозиция и сейсмофациальный анализ по форме трассы. Подготовка сейсмических данных для этих процедур и посвящена эта работа.

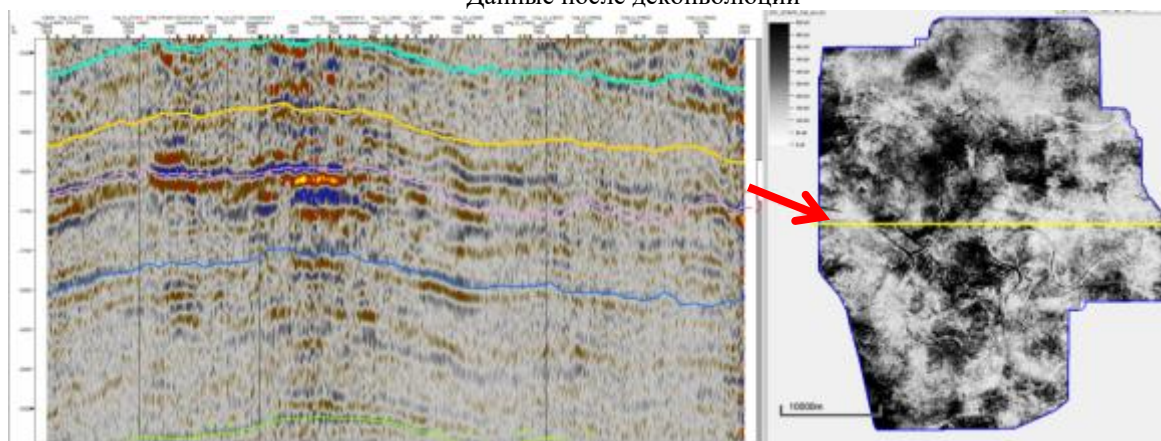
Влияние процедур обработки сейсмической записи напрямую влияет на кинематические и динамические характеристики волнового поля. Ниже представлен типовой граф-обработки, который включает основные процедуры. При работе над данным проектом после ключевых этапов выполнялся интерпретационный контроль, что впоследствии позволило оценить влияние процедур шумоподавления на волновое поле.



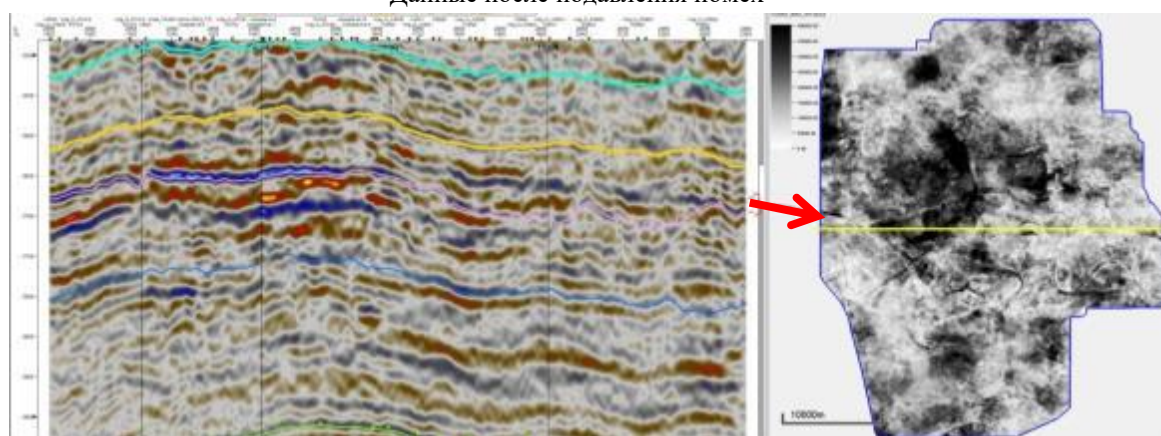
Основные изменения были замечены при просмотре горизонтальных слайсов в определенных временных интервалах. И отмечено, что после применения пространственных фильтров (подавление

случайных и линейных волн помех) происходит снижение прослеживаемости аномалий руслового облика и различных линеаментов.

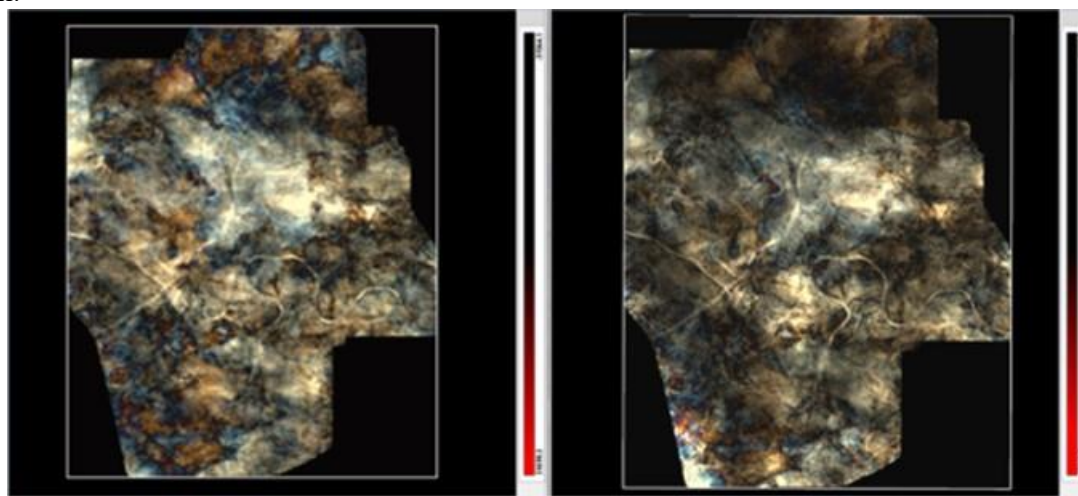
Данные после деконволюции



Данные после подавления помех

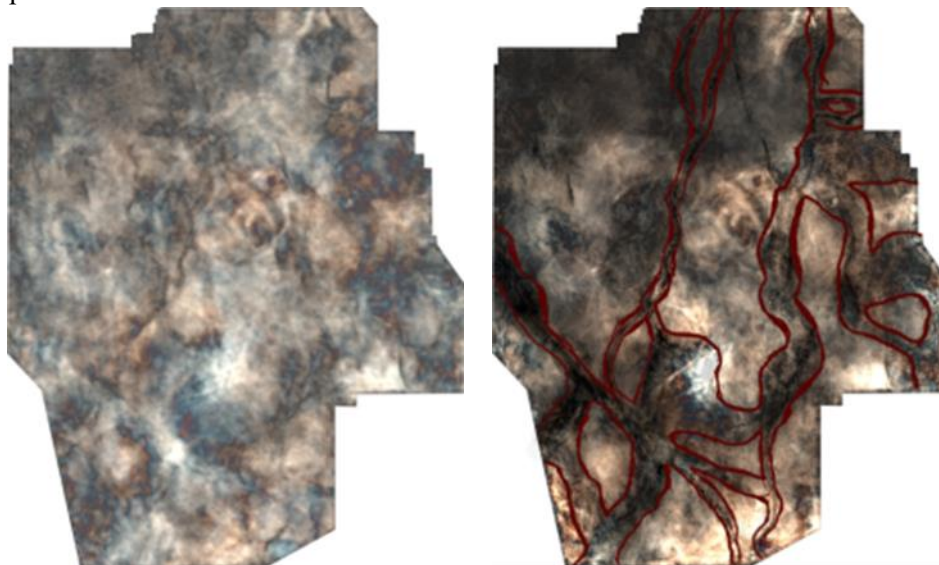


Стоит отметить, что со стороны обработки критерием корректной работы фильтрации служит отсутствие сигнальной составляющей на разнице между исходными и отфильтрованными данными. Контроль выполняется как по сейсмограммам, так и по суммарным данным. При данной работе сигнал не был затронут и процедуры фильтрации позволили повысить соотношение сигнал-помеха, но при этом произошло «замыливание» аномалий. Что впоследствии негативным образом скажется на результатах спектральной декомпозиции и сейсмофациального анализа, которые служат основой для получения пространственной геологической информации при построении трёхмерных геологических моделей.



Интервал пласта ПК19

Проанализировав полученные результаты было принято решение получить тестовый вариант куба, исключая процедуры пространственной фильтрации. И выполнить по данным тестового и стандартного куба спектральную декомпозицию. Ниже представлены результаты по нескольким целевым интервалам.



Интервал пласта ПК19

Можно отметить, что временной сейсмический куб, полученный в результате тестовой обработки, позволил детализировать фациальные схемы для всех пластов. Более того для пласта Ю6 по стандартному кубу невозможно было построить фациальную схему, а тестовый куб позволил детально закартировать разветвлённую русловую систему. Сейсмические данные, имеющие высокое латеральное разрешение, позволяют выполнить выделение и детальное картирование геологических объектов и в дальнейшем использовать полученные результаты для построения детальных геологических моделей продуктивных резервуаров.

Ниже представлен пример использования данных спектральной декомпозиции для прогнозирования ФЭС в межскважинном пространстве, что позволило повысить подтверждаемость результатов бурения до 70-80% и сократить долю низкоэффективного бурения на 15-20%.

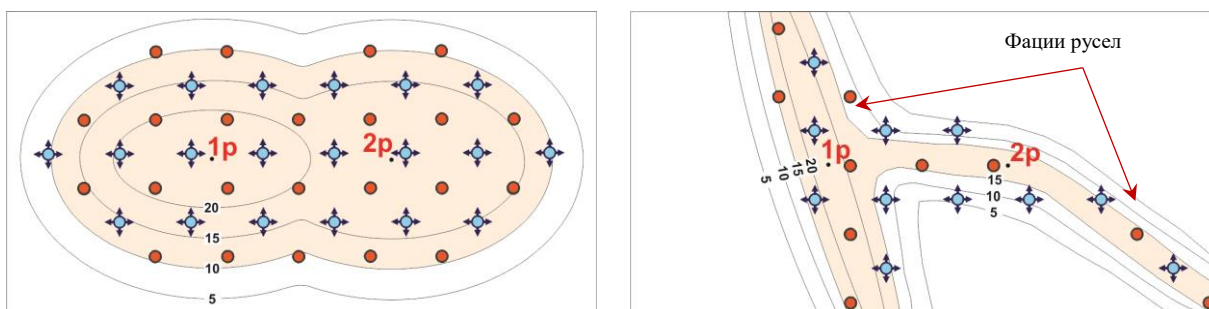


Схема разработки

#### **В результате проделанной работы сделаны следующие выводы:**

- Применение пространственных фильтров при обработке сейсмических данных нивелирует эффекты, вызываемые малоразмерными геологическими объектами;
- Исключение из графа обработки позволяет сохранить в волновом поле малоразмерные аномалии;
- Для целей спектральной декомпозиции и сейсмофациального анализа необходимо использовать данные, обработанные без применения пространственных фильтров.



Гордич Е.А.

ПРОВЕДЕНИЕ ВЫСОКОПЛОТНЫХ ВИБРАЦИОННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ  
РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ UNIQ НА СЕВЕРЕ ЯНАО.  
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ВЫБОР СВИП-СИГНАЛА, ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА,  
РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени

**Аннотация.** В данной работе рассмотрен пример проведения высокоплотных сейсморазведочных работ на севере Ямало-ненецкого автономного округа, показаны особенности регистрации высокоплотных данных в условиях сурового климата, с применением низкочастотного свип-сигнала для улучшения качества прогноза по сейсморазведочным данным.

**Ключевые слова.** сейсморазведочные работы, высокоплотные работы, Flip-Flop, многолетнемерзлые породы, low-dwell свип-сигнал, Nomad-65, вибрационные источники, UniQ, низкочастотный свип-сигнал, широкополосные геофоны, GAC.

### Введение

Описываемая в работе Западно-Тазовская площадь расположена с Пуровском районе ЯНАО. Верхняя часть разреза на данной территории осложнена развитием многолетнемерзлых пород, что негативно сказывается на качестве полевого материала и на этапе расчета статических поправок. Основной целью поставленных работ являлось изучение Ачимовских отложений, залегающих на данной площади на глубине 2700-3200 м. и отличающихся сложным неоднородным строением.

### Планирование

Для изучения продуктивных горизонтов было принято решение провести высокоплотные работы с применением регистрирующей аппаратуры UniQ компании Schlumberger (WesternGeco). Кроме возможности одновременной работы с большим количеством оборудования (общее число каналов в партии достигало 54 000) данная система отличается собственными геофон-акселерометры (GAC) обладают собственной частотой в 2 Гц и большей чувствительностью на ВЧ, по сравнению со стандартными геофонами-велосиметрами. Проведенные исследования [1], показывают, что приемники имеют больший вклад в итоговый спектр сигнала, чем источники. На рисунках 1, 2 изображены графики сравнения амплитуды сигнала низкочастотного и стандартного вибратора, регистрируемой геофонами с собственной частотой в 5 Гц и 10 Гц.



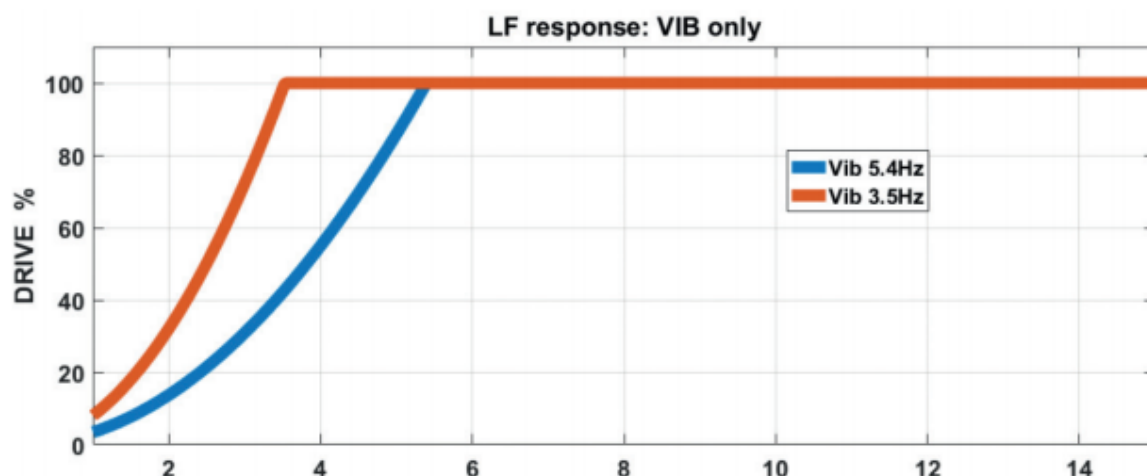


Рисунок 1. Сравнение мощности «стандартного» и низкочастотного вибраторов. (Tellier N., Ollivrin G. Low-frequency Vibroseis: current achievements and the road ahead? // First Break. 2019 – №1(37) - P. 49 – 54.)

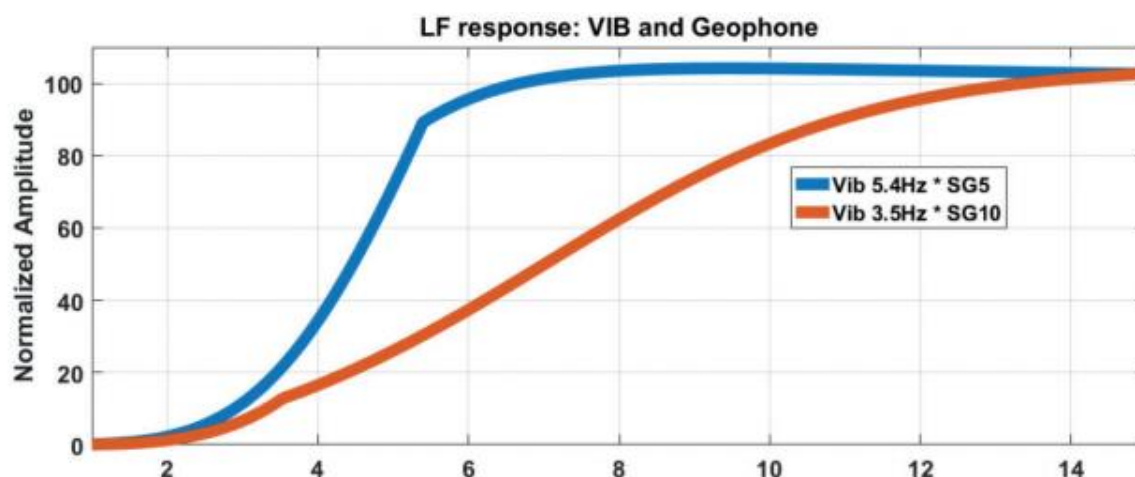


Рисунок 2. Упрощенная модель отклика двух типов вибраторов относительно двух типов геофонов. (Tellier N., Ollivrin G. Low-frequency Vibroseis: current achievements and the road ahead? // First Break. 2019 – №1(37) - P. 49 – 54.)

Для расширения спектра в области ВЧ было принято решение перейти на точечный прием одним ГАС и группирование 2х вибраторов на ПВ. Также, учитывая взаимосвязь между плотностью сейсморазведочных съемок и шириной спектра [2,3] для полевых сейсморазведочных работ на Западно-Тазовской площади размер бина был уменьшен в 4 раза до 6,25\*6,25 м. (по сравнению со «стандартными» методиками), расстояние между линиями возбуждения и приема сокращено с 300 м. до 200 м., общая плотность трасс была увеличена в 48 раз и достигла 11 136 000 трасс на кв.км.

### Опытные работы

Основной задачей, поставленной при выполнении данных опытно-методических работ, являлось возбуждение низкочастотного свип-сигнала с 3 Гц в условиях применения стандартных вибросейсмических установок Nomad-65 и электроники управления Pelton. В связи с тем, что данные вибраторы имеют ограничения в плане мощности возбуждения его статическим весом и гидравлическим усилием, а также стартовой частотой выхода на полную мощность необходим специальный подход к возбуждению низкочастотных свипов. Для реализации данной методики были специально смоделированы и протестированы порядка тридцати управляющих низкочастотных свип-сигналов, учитывающие технические ограничения виброустановок и позволяющие генерировать свип-сигнал с 3 Гц. Суть

моделирования данных свипов заключается в уменьшении мощности работы ВИ в области низких частот с одновременным увеличением длительности развертки свип-сигнала в данной области.

Для исключения превышения предельных значений производительности гидросистемы виброустановок и уменьшения искажений излучаемого сигнала, начальные значения тейперинга при частотах ниже 7 Гц выбраны в программе CheckSweep (рисунок 3). По результатам комплексного анализа атрибутов для каждого из исследуемых свип-сигналов были определены оптимальные параметры и выполнено сравнение на опытном профиле 2D.

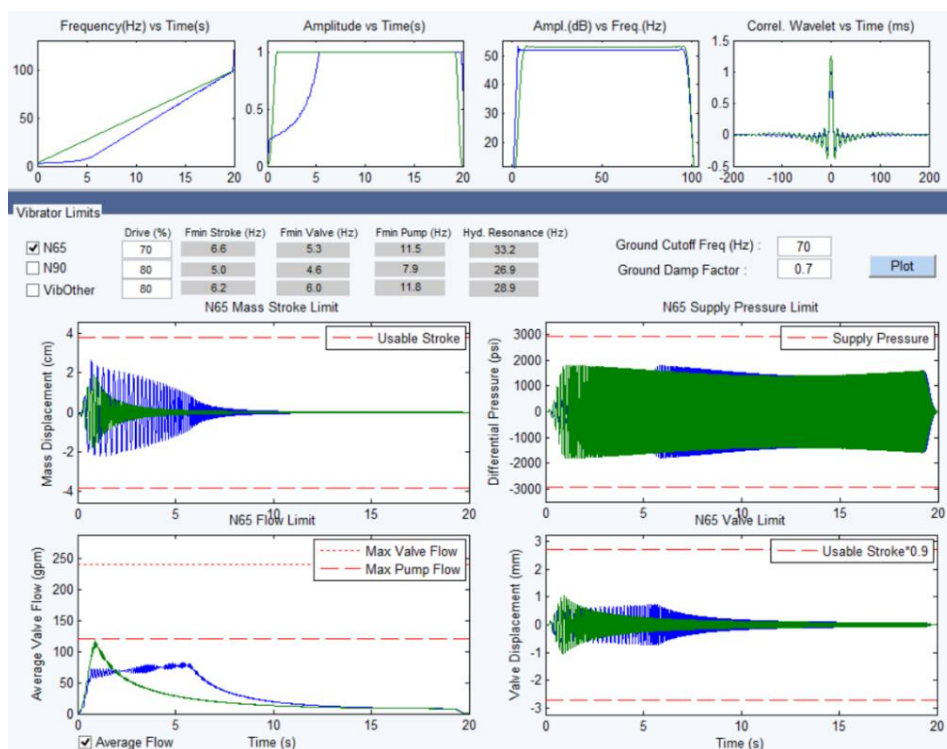


Рис. 3 Результаты моделирования линейного и low-dwell свипов в программе CheckSweep.

После анализа результатов опытных работ (ПВ на характерных участках площади исследований, а также 2D профиля) выделены следующие основные отличия между данными, полученными с применением low-dwell технологии и линейной развертки свип-сигнала (рисунки 4,5):

- незначительное расширение спектра на 0,3 Гц в низкочастотной области;
- понижение амплитуды излучаемого и, как следствие, регистрируемого сигнала на 10% в остальной части спектра. Это связано с большим временем возбуждения низких частот, при одинаковой общей длине свип-сигнала;
- возбуждение и регистрация повышенного уровня низкочастотных и низкоскоростных помех излучаемых виброисточниками (конус, поверхностная волна, появление «паразитных» гармоник) при использовании low-dwell свипа;
- Low-dwell свип более чувствителен к качеству подготовки профилей возбуждения (проминка). Понижение уровня усилия на грунт по сравнению с линейной разверткой, превышения фазовых характеристик работы ВУ в области частот от 3–15 Гц, которые наблюдались при отработке опытного профиля 2D.

Для повышения энергии регистрируемого сигнала было принято решение использовать линейный свип-сигнал 3–100 Гц длительностью 20 сек.

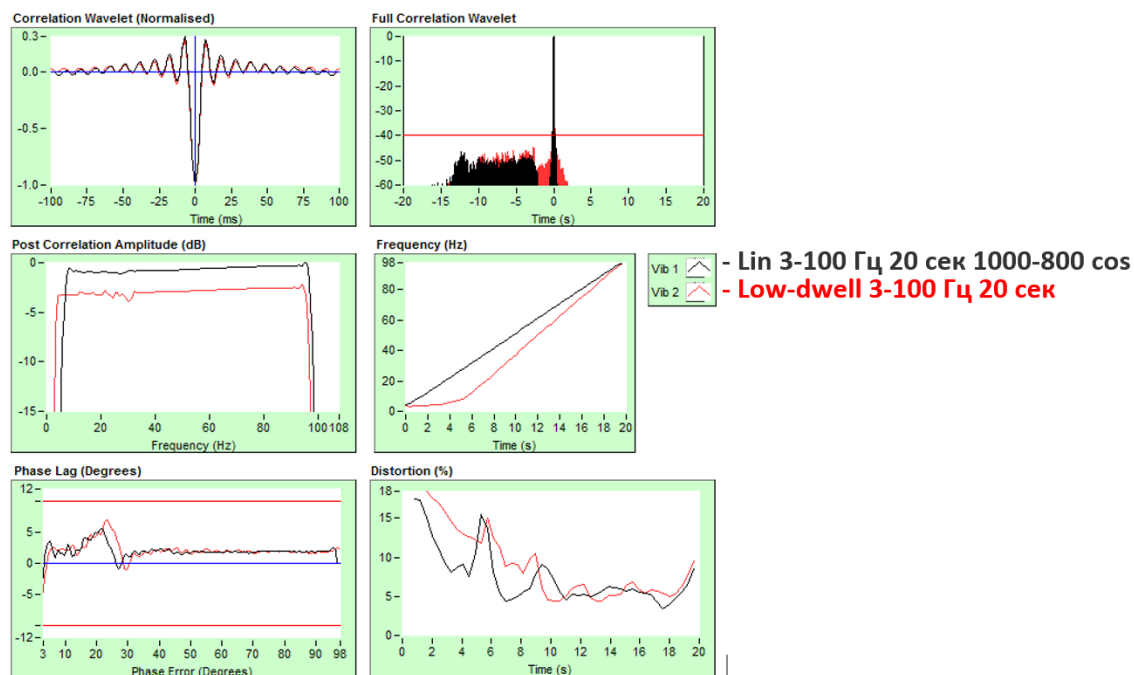


Рис. 4 Результаты тестирования линейного и low-dwell свипов в программе Testif-i

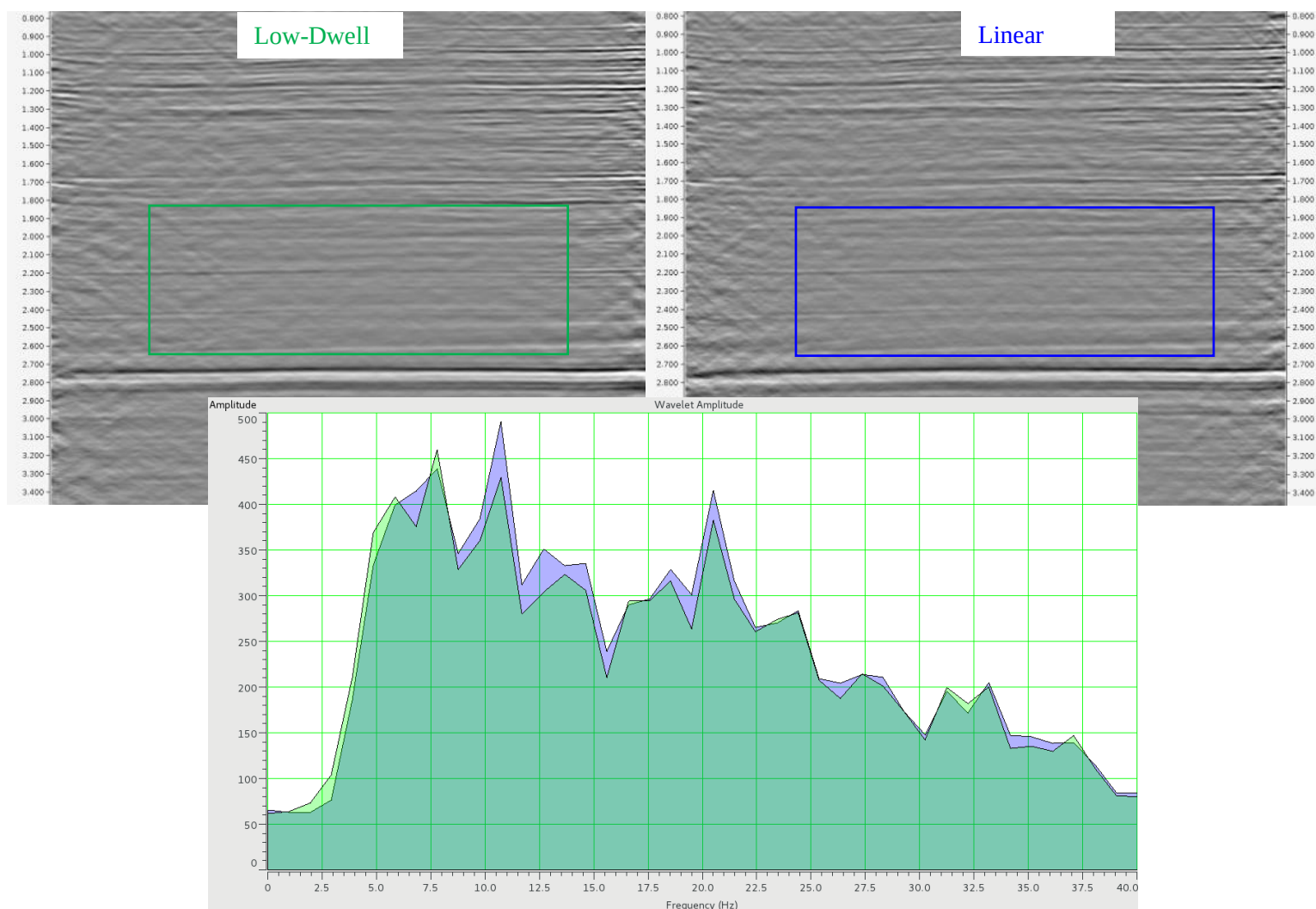


Рис. 5 Сравнение временных разрезов 2D, обработанных low-dwell и линейным свип-сигналам и амплитудно-частотные спектры в окне анализа.

Основные проблемы при проведении работ были связаны с аномально теплым полевым сезоном 2019-2020 годов. Из-за слабого промерзания грунта в пойме р. Пур было смещено более 10 000 ПВ. Кроме этого на участке площади, отработанном в конце сезона (апрель месяц), было зафиксировано превышение параметров по углу наклона GAC. Но, благодаря тому, что GAC измеряет и записывает в заголовки трасс фактический угол наклона, а также за счет применения процедуры 5D регуляризации на этапе обработки, удалось убрать негативный эффект изменения амплитудной и фазовой характеристик.

Необходимо отметить повышенное требование оборудования UniQ к источникам автономного питания, что приводит к более частой замене аккумуляторных батарей, по сравнению с другими регистрирующими системами.

Несмотря на большой объём работ (таблица 1), активную расстановку 27 840 каналов, высокий темп регистрации (в среднем – 1360 ф.н. ежедневно, с учетом климатических простоев), теплую зиму работы были выполнены с опережением планового графика на 10 дней и без происшествий в области пожарной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды.

Таблица 1

Применяемые оборудование и методики

|                                             | Соседняя площадь,<br>отработанная по<br>"стандартной" методике |       | Западно-Тазовская                  |
|---------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------|
| Площадь, кв.км.                             | 600                                                            |       | 450                                |
| Общее кол-во ПВ, шт                         | 40 554                                                         |       | 183 452                            |
| Расстояние между ЛП/ЛВ, м                   | 300/300                                                        |       | 200/200                            |
| Расстояние между ПП/ПВ, м                   | 50/50                                                          |       | 12.5/12.5                          |
| Активная расстановка                        | 24 ЛП x 144 кан.<br>3 456 каналов                              |       | 30 ЛП x 928 кан.<br>27 840 каналов |
| Кратность, ед.                              | 144                                                            |       | 435                                |
| Плотность трасс на кв.км., ед.              | 230 400                                                        |       | 11 136 000                         |
| Станция                                     | Sercel, 428XL                                                  |       | WesternGeco, UniQ                  |
| Тип сейсмоприемников                        | JF-20DX                                                        |       | GAC                                |
| Частотный диапазон сейсмоприемников, Гц     | 10-200                                                         |       | 2-250                              |
| Число сейсмоприёмников на канал, ед         | 12                                                             |       | 1                                  |
| База группы сейсмоприёмников, м             | 25                                                             |       | -                                  |
| Общее число каналов в партии, шт            | 19 400                                                         |       | 53 000                             |
| Модель виброисточников                      | Nomad 65T                                                      | X-Vib | Nomad 65T                          |
| Используемая длина хода поршня, см          | 7,62                                                           | 9,83  | 7,62                               |
| Выход виброисточника на полную мощность, Гц | 7                                                              | 6     | 7                                  |
| Группирование виброисточников на ПВ, шт     | 4                                                              |       | 2                                  |
| Количество накоплений на ПВ                 | 2-8                                                            |       | 1                                  |
| Частота развертки свип-сигнала, Гц          | 3-96                                                           |       | 3-100                              |
| Количество октав                            | 5                                                              |       | 5                                  |
| Тип развертки сигнала                       | +0,5 дБ/окт                                                    |       | Линейный                           |
| Длительность свип-сигнала                   | 14                                                             |       | 20                                 |
| Тэйперинг, мс                               | 540/480                                                        |       | 1000/800                           |

Ещё до начала выполнения работ было принято решение отойти от «атрибутивной» оценки каждой сейсмограммы и проводить оценку полевого материала только по параметрам



вибрационных источников и приёмной расстановки. После регистрации 10% ф.н. были приняты следующие критерии оценки качества полевого материала:

*Контроль за соблюдением требований к приемной расстановке:*

- наклон датчика GAC не более 25 град.;
- уровень шума окружающей среды не более 200 мкм/с<sup>2</sup> на 90% расстановки;
- общее количество нерабочих каналов/каналов с превышением параметров тестирования в активной расстановке не более 7,5%;
- при отказе более 10 каналов подряд - устранять неисправность в течение 3 часов, без прекращения регистрации (рисунок 6).

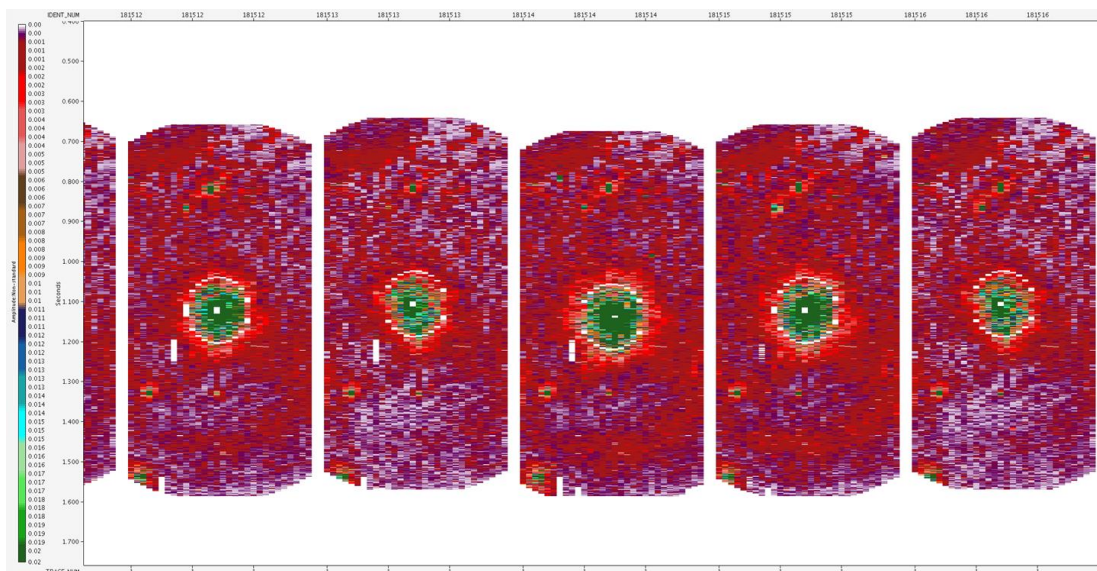


Рис. 6 Визуальный контроль активной расстановки на наличие не пишущих каналов.

*Контроль за соблюдением требований качества работы виброисточников:*

контроль каждого излучения (текущий контроль) будет производиться по трем характеристикам

- ограничение по средней мощности – 5 % от заданной;
- ограничение по средней фазовой ошибке – 5 градусов;
- ограничение по средним нелинейным искажениям – 35%;

Допускается превышение отдельно взятых параметров при условии, что 75% зарегистрированных воздействий виброисточников за отработанную смену находятся в пределах допусков.

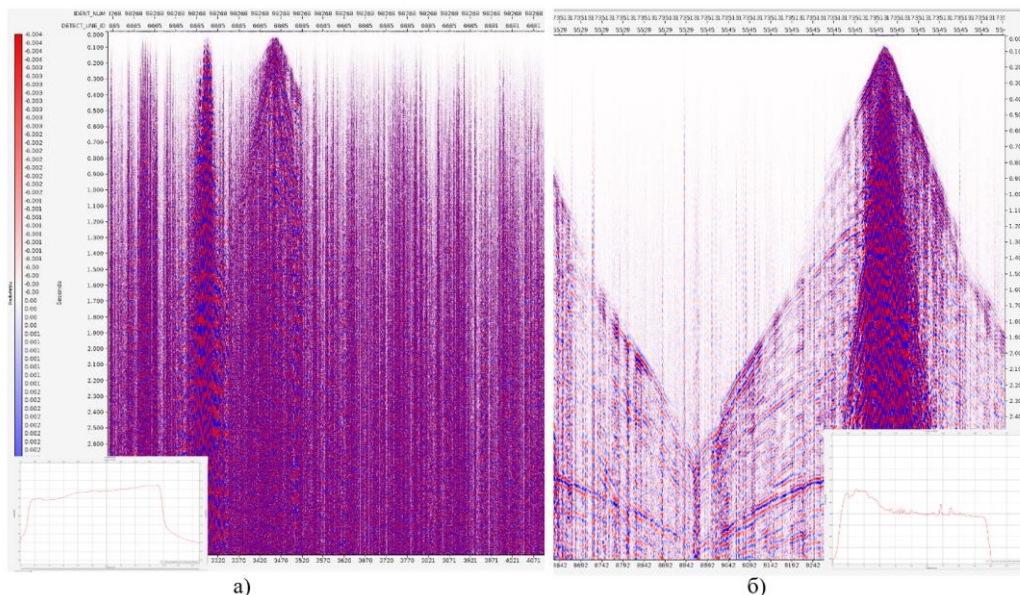


Рис. 7 а) Сейсмограмма с высоким соотношением S/N и высокой доминантной частотой. Б) Сейсмограмма с низким соотношением S/N и высокой доминантной частотой.



Также из-за чувствительности ГАС в высокочастотной области атрибутивный анализ приводил к противоречивым результатам. Сейсмограммы с высоким уровнем нерегулярных помех отображались как «кондиционные».

### Предварительные результаты обработки.

На предварительном разрезе с введенной статикой за рельеф (рисунок 8) видно, что даже высокая кратность суммирования по ОГТ (435 в бине 6,25 на 6,25 м) не позволяет выделить даже опорные горизонты.

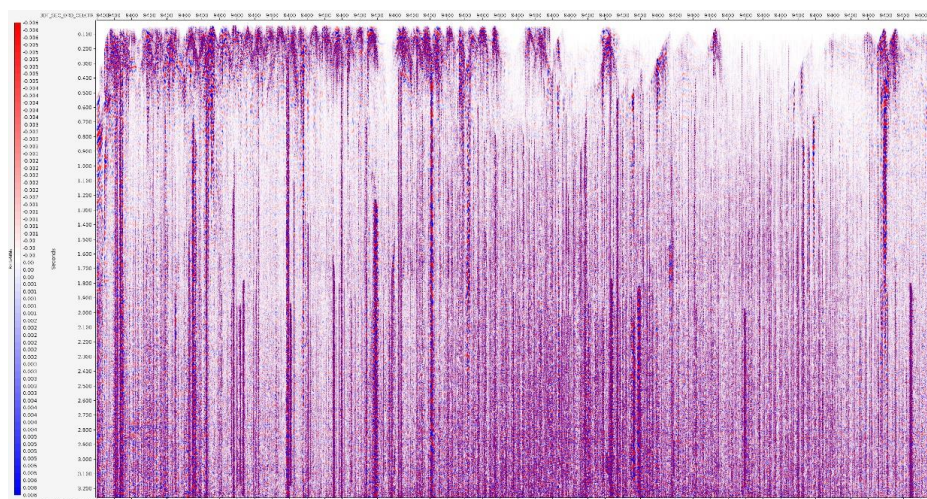


Рис. 8 Пример исходного суммарного разреза со статикой за рельеф, inline

На момент написания данной статьи обработки полевых материалов еще не завершена, но уже можно утверждать, что высокая плотность данных позволяет фильтровать шумовую компоненту без вмешательства в «полезный» сигнал.

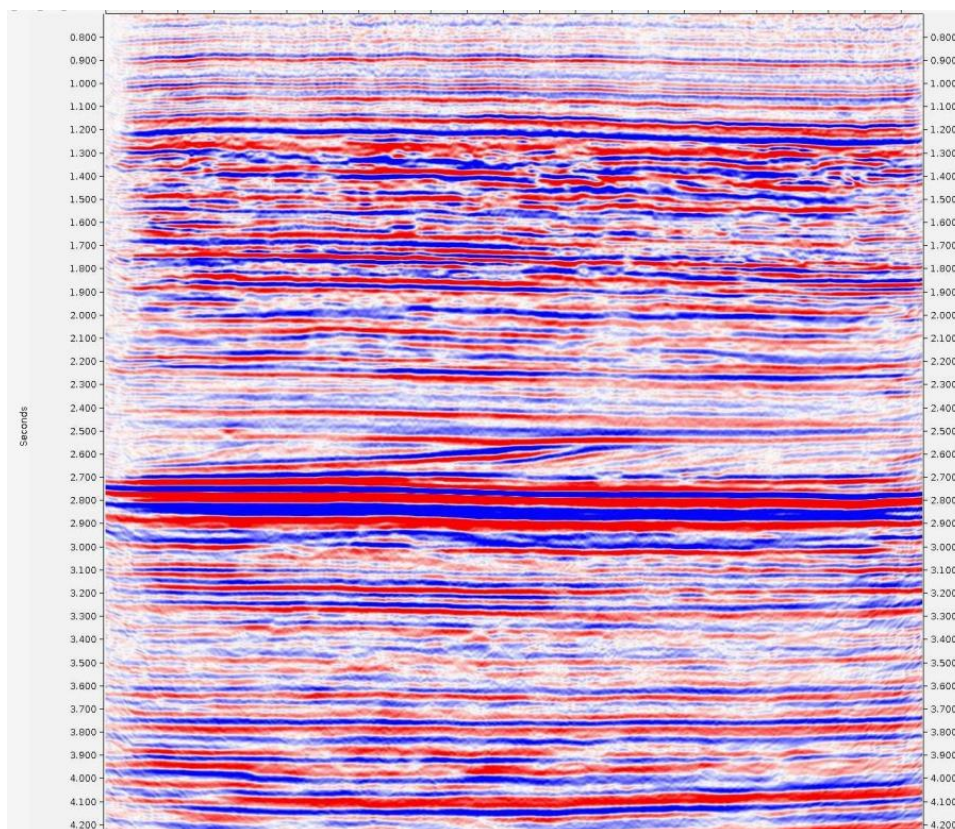


Рис. 9 Пример временного разреза после миграции, inline

На рисунке 10 приведены фильтр-панели, из которых видно, что применение ГАС с собственной частотой 2 Гц позволило зарегистрировать низкие частоты в целевом интервале.

При этом, начиная с 24 Гц заметно существенное ослабление высоких со значительным затуханием амплитуд от 36 Гц. Последнее связано со сложным мозаичным строением многолетнемерзлых пород в верхней части разреза, что негативно влияет на возбуждение и регистрацию высоких частот.

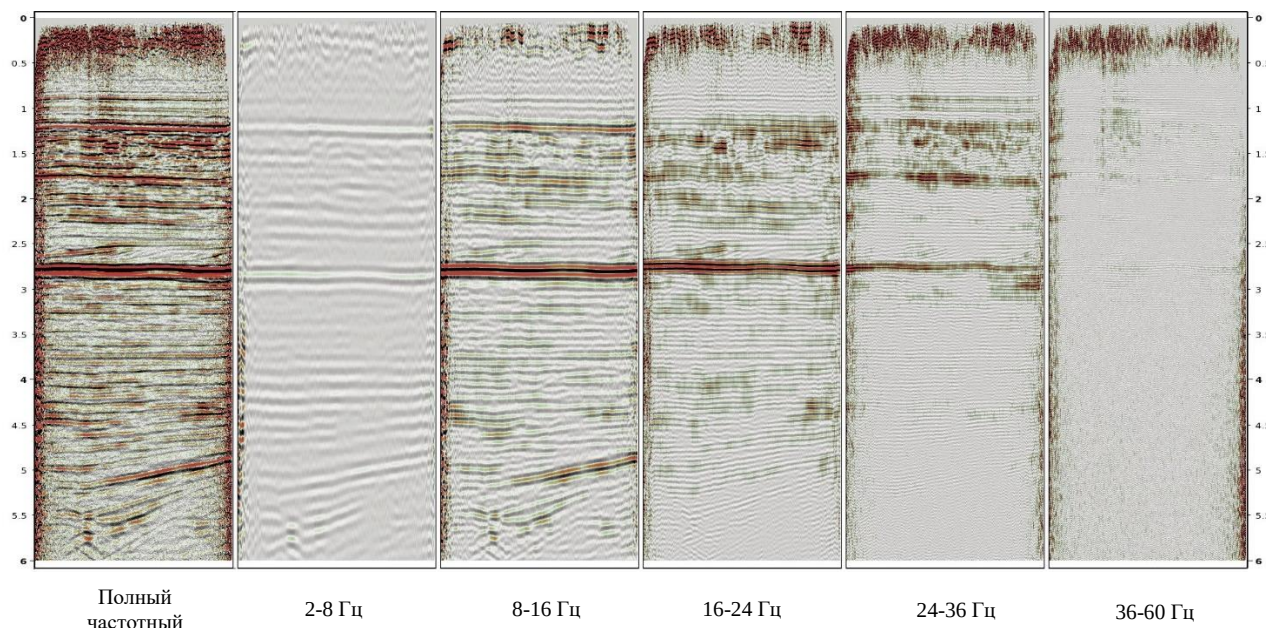


Рис. 10 Фильтр-панели по временному разрезу после деконволюции и миграции

### Выводы

Обоснована и на практике подтверждена необходимость применения низкочастотного регистрирующего оборудования при использовании широкополосных свип-сигналов.

Достигнутая производительность является предельной для данной «плотности наблюдений», при необходимости отработки большей площади за один сезон рекомендуется использование высокопроизводительных вибросейсмических методик.

При высокоплотных вибрационных работах с оборудованием UniQ необходимо в первую очередь контролировать параметры расстановки и вибрационных источников.

Высокая плотность трасс на кв.км. положительно сказывается на этапе фильтрации помех.

Полученные сверхплотные данные на Западно-Тазовской площади подлежат дальнейшему анализу, но уже на этапе интерпретации данных.

### Литература

1. *Tellier N., Ollivrin G.* Low-frequency Vibroseis: current achievements and the road ahead? // *First Break*. 2019 – №1(37) - P. 49 – 54.
2. *Seeni S., Zaki H., Setiyono K., Snow J., Leveque A., Guerroudj M., Sampanthan S.* Ultra High-density Full Wide-azimuth Processing Using Digital Array Forming - Dukhan Field, Qatar // *73rd EAGE Conference & Exhibition, Vienna*.
3. *Bagaini C., Bunting T., El-Emam A., Strobbia A.* Land seismic techniques for high-quality data. // *Oilfield Review*. – 2010. – №2(22) - P. 28 – 39.



## РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ МОГТ-3D С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

Сейсморазведка является одним из ключевых геофизических методов, используемых при изучении и прогнозировании коллекторов углеводородов. Одна из наиболее актуальных проблем сейсморазведки – это прогнозирование параметров коллекторов по форме записи отраженных волн. Основным инструментом решения этой проблемы является сейсмическая инверсия. Результаты инверсионных преобразований, могут быть использованы в качестве трендов для интерполяции различных параметров, необходимых для построения геомеханической модели месторождения.

При подготовке данных для инверсии трассы отражений от ОСТ объединяются в сейсмограммы и сортируются по удалениям, которые связаны с углом падения (Рис. 1). Для каждого отражения строится зависимость амплитуды от удаления. Приведенная сейсмограмма и изменение амплитуд с удалением сравниваются с синтетическими данными в процессе инверсии [1, 2, 7].

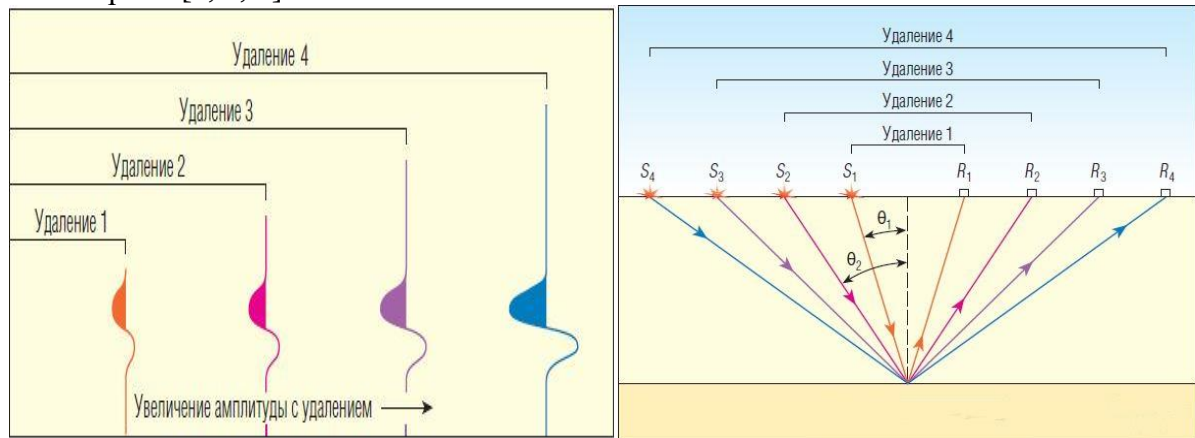


Рис. 1. Изменение амплитуды в зависимости от удаления  
(S – пункты возбуждения, R – пункты приема) [4]

Общие выражения для угловой зависимости отражения продольных и поперечных волн как функции плотности, скорости и угла падения известны как уравнения Цёппритца. [2, 7, 9]. Угловые суммы – это сейсмические разрезы или кубы отраженных волн, соответствующие определенному диапазону углов падения. Поскольку в полном виде уравнения Цёппритца громоздки и нелинейны, для получения данных и ускорения процесса инверсии используются их приближения. В частности, широкое применение получила аппроксимация Аки-Ричардса, записанная в виде:

$$R_{pp}(i) \approx \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \right) + \left[ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left( \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_s}{V_s} \right) \right] \sin^2 i + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \frac{\sin^4 i}{1 - \sin^2 i} \quad (1),$$

где  $R_{pp}$  – коэффициент отражения продольных волн,  $V_p$  – скорость продольных волн,  $V_s$  – скорость поперечных волн,  $\rho$  – плотность,  $i$  – угол отражения.

Как можно заметить, в формуле 1 данные о скоростях поперечных волн содержатся только во втором слагаемом. Кроме того, второе слагаемое зависит от синуса угла отражения, следовательно, его влияние на коэффициент отражения продольных волн при  $0 < i < 30^\circ$  минимально.

Исходя из формулы 1, отметим, что при приближении угла отражения  $i$  к  $0^\circ$ , коэффициент отражения  $R_{pp}$  будет определяться только изменением продольного импеданса, который зависит от скорости продольной волны и плотности, в то время как при  $i$  стремящимся к  $90^\circ$ , все большее влияние будут оказывать плотность и сдвиговый импеданс.



Число определяемых параметров по результатам приближений, зависит от имеющегося диапазона удалений (углов падения), а также от качества данных. Наименее стабильным и наиболее трудно восстанавливаемым параметром является плотность, поскольку ее вариации оказывают влияние на величину коэффициента отражения при углах падения, значительно отличающихся от нормального. Ампиловым Ю.П. в его работе [2] были проведены исследования, демонстрирующие «достоверность» восстановления акустического, сдвигового импедансов и плотности при наличии двух, трех и пяти угловых сумм, в диапазоне углов от 0 до 45 градусов. По результатам этой работы можно сказать, что восстановление плотности по инверсии можно получить только при наличии пяти угловых сумм для углов более 30 градусов. Для надежной инверсии относительно сдвигового импеданса достаточно трех частичных сумм, а акустический импеданс успешно вычисляется и по одной сумме.

Из вышесказанного следует, что для качественного проведения сейсмической инверсии и, соответственно, наиболее достоверного восстановления геологических условий месторождения, необходим большой набор угловых диапазонов. То есть на этапе проектирования нам нужно выбрать такую систему наблюдения, которая позволит получить оптимальный диапазон углов. Другими словами, система наблюдения должна обеспечивать регистрацию необходимых максимальных удалений.

Расчет удалений происходит ещё на этапе подбора системы наблюдения. Традиционная методика подразумевает вычисление удалений по формулам. Величина максимальных удалений  $X_{max}$  находится через зависимость от глубины целевого отражающего горизонта (формула 2) и определяет регистрацию нижних отражающих границ:

$$(0.75 \div 0.85)H_{\text{цел}} \leq X_{\text{max}} \leq (1 \div 1.2)H_{\text{цел}}, \quad (2)$$

где  $H_{\text{цел}}$  – глубина залегания целевого горизонта,  $X_{\text{max}}$  – максимальные удаления.

Практика показала, что подобный расчет не позволяет правильно оценить необходимые удаления, на рисунке 2 представлен сейсмический разрез с наложенным распределением углов отражения.

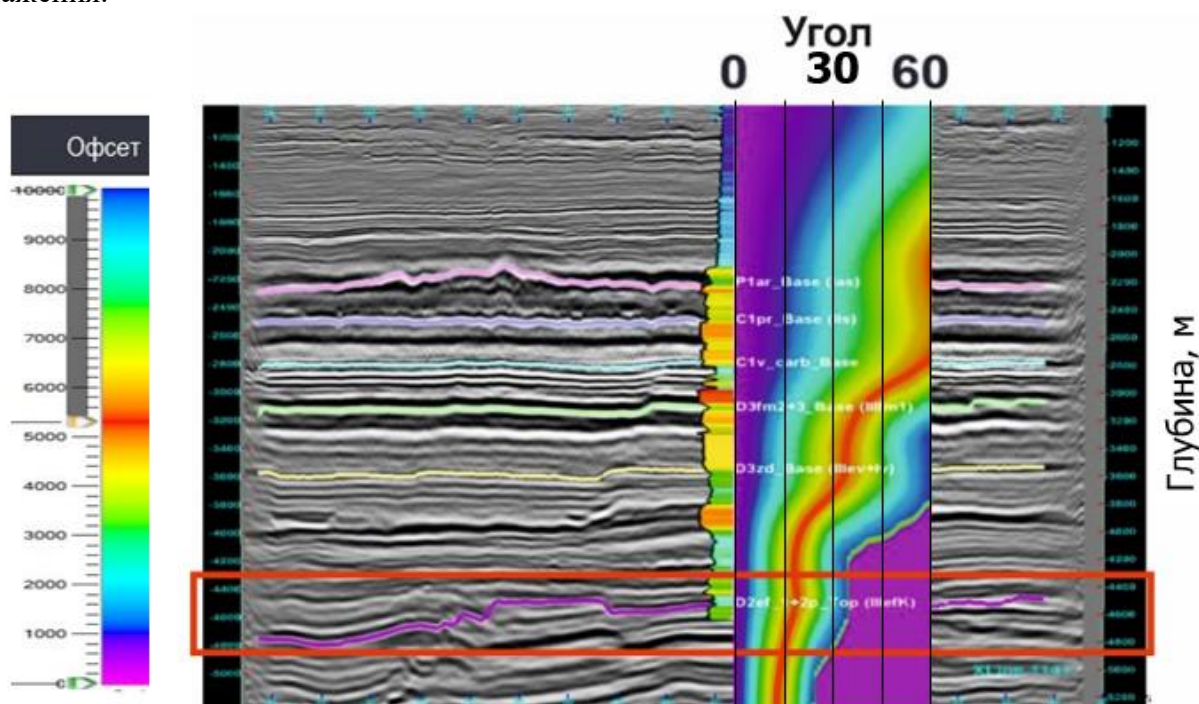


Рис. 2. Распределение углов отражения по сейсмическому разрезу

Заметим, что нижний отражающий горизонт попадает в диапазон углов 15-20°, что крайне мало для получения достоверных результатов сейсмической инверсии. Это связано с недоучетом геологической неоднородности среды, что является основным недостатком традиционного (формульного) метода определения удалений.

Нижний целевой горизонт залегает на глубине 4400÷4450 м. Используемая методика обработки площади позволяет получить максимальные удаления до 5496 м, но лишь в ограниченном диапазоне азимутов. В полном диапазоне азимутов максимальные удаления составляют всего 3500÷4000 м, следовательно, требования к удалениям для трехмерного освещения среды не выполняются.

Учесть разнородное переслаивание пород в формулах невозможно, поэтому следует выполнять оценку необходимых удалений при помощи лучевого моделирования с использованием глубинно-скоростной модели площади и расчетом сейсмических атрибутов.

Для оценки выдвинутых предположений было произведено моделирование в ПО MESA. С использованием структурных планов по основным ОГ и данных сейсмокаротаж была построена глубинно-скоростная модель (ГСМ) среды и выполнено лучевое трассирование, позволяющее смоделировать ход лучей при обработке площади. Затем был выполнен расчет атрибутов, который позволяет оценить такие параметры как кратность точек отражения, средние амплитуды, максимальные и средние углы падения, а также максимальные удаления. По результатам лучевого трассирования были получены фактические удаления и проведена их оценка по каждому отдельному отражающему горизонту. Следует отметить, что лучевое трассирование было выполнено по с использованием двух вариантов ГСМ – тонкослоистой и толстослоистой (Рис. 3).

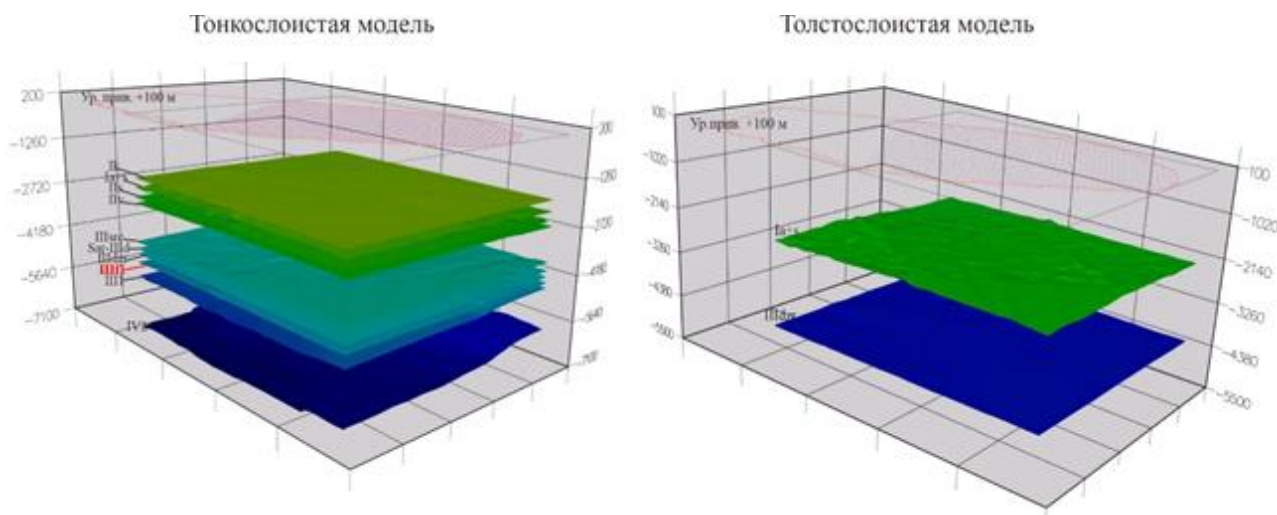


Рис. 3. Глубинно-скоростные модели

Это было необходимо, чтобы оценить влияние тонких высокоскоростных (относительно вмещающей толщи) слоев на формирование углов отражения и преломления упругих волн.

В результате моделирования было выявлено, что толстослоистая модель не позволяет получить истинные углы отражения упругих волн в условиях переслаивания разнородных слоев терригенных и карбонатных пород.

Предположение о возможном недоучете параметров при использовании толстослоистой модели подтвердилось. Разница в максимальных углах отражения по эйфельскому ярусу среднего девона составила порядка 10° (рис. 4), что очень существенно для результатов сейсмической инверсии. Учитывая, что одна угловая сумма формируется из набора трасс, в диапазоне порядка 8 градусов.

Для верификации выводов, полученных при моделировании в ПО MESA, результаты моделирования были проверены в интерпретационном комплексе HampsonRussell компании CGG.



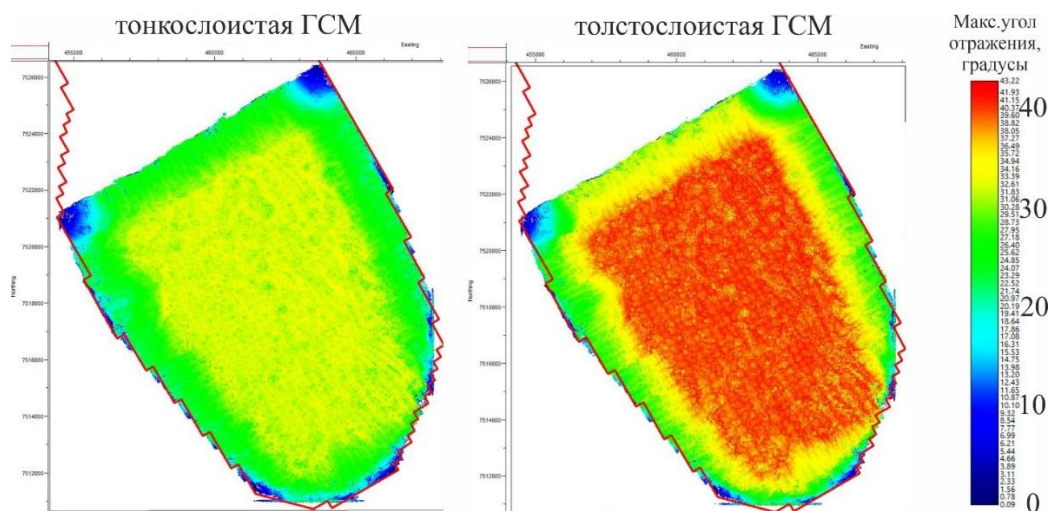


Рис. 4. Карты максимальных углов отражения

На рисунке 5 представлена синтетическая сейсмограмма, рассчитанная по тонкослоистой модели, с распределением углов отражения. Заметим, что полезный сигнал по нижнему отражающему горизонту ограничен диапазоном углов 28-30°, что соответствует рассчитанным в MESA максимальным углам отражения (рис. 4). Таким образом, можно сделать вывод о недостаточности углового диапазона, получаемого с использованием данной системы наблюдения, для выполнения достоверной синхронной инверсии.

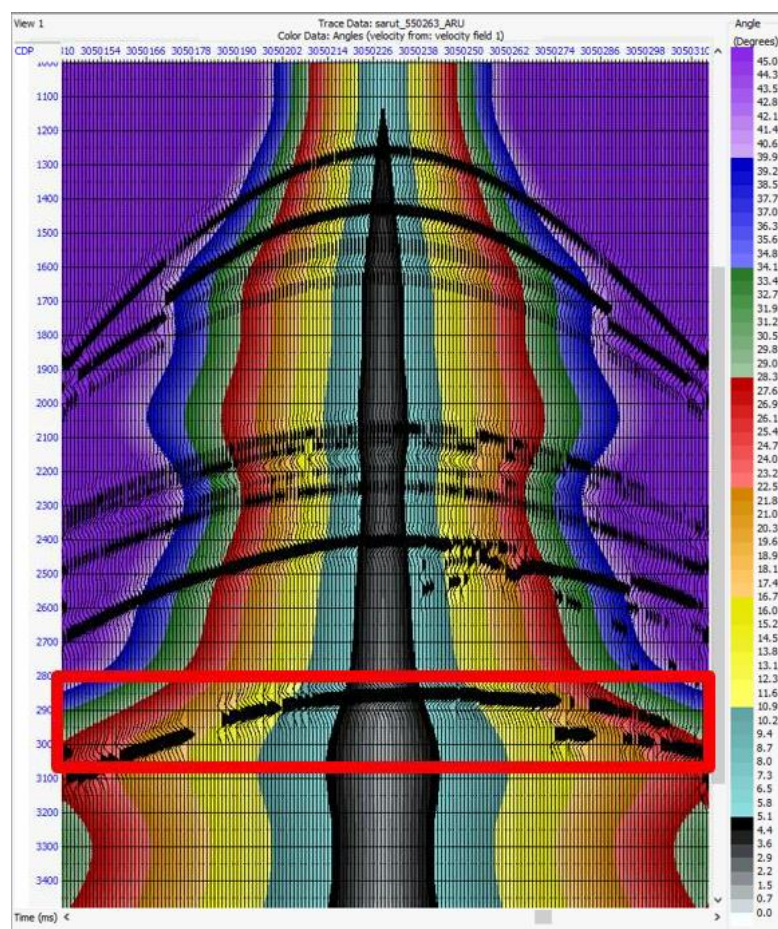


Рис. 5. Синтетическая сейсмограмма с распределением углов отражения

Далее в работе рассмотрены возможности увеличения угловых диапазонов, учитывая их зависимость от реализованных максимальных удалений, анализироваться будут именно они.

Наиболее приемлемым способом увеличения максимальных удалений является увеличение активной расстановки. Повышение удалений путем увеличения шага между

пунктами приема не целесообразен, так как приводит к снижению кратности наблюдений, особенно по верхнему отражающему горизонту (ВОГ). Для оценки эффективности предложенных мер было создано 2 сейсмические съемки с различной величиной активной расстановки (Таблица 1).

Таблица 1

| Параметры систем наблюдения                   |                  |                   |
|-----------------------------------------------|------------------|-------------------|
| ТЕХНИЧЕСКИЕ СПЕЦИФИКАЦИИ                      | Вариант 1        | Вариант 2         |
| Расстояние между линиями приема, м            | 250              | 250               |
| Расстояние между центрами групп приемников, м | 25               | 25                |
| Расстояние между линиями возбуждения, м       | 250              | 250               |
| Расстояние между пунктами возбуждения, м      | 50               | 50                |
| Активных линий в полосе (блоке)               | 14               | 18                |
| Количество активных каналов в каждой линии    | 140              | 180               |
| Кол-во активных каналов в полосе (блоке)      | 1960             | 3240              |
| Кратность                                     | 98 (бин 25×25 м) | 160 (бин 25×25 м) |
| Плотность трасс на кв.км                      | 156800           | 256000            |
| X <sub>max</sub> , м                          | 2448             | 3027              |
| Коэф. азимутальности                          | 0,98             | 0,99              |

Для каждой из описанных систем наблюдения было выполнено лучевое трассирование и созданы синтетические сейсмограммы по имеющимся отражающим горизонтам. После чего они были импортированы в программный пакет HampsonRussell вместе с глубинно-скоростной моделью площади. Далее синтетические сейсмограммы визуализировались с наложением распределения углов отражения по всем целевым горизонтам и анализировались (рис. 6).

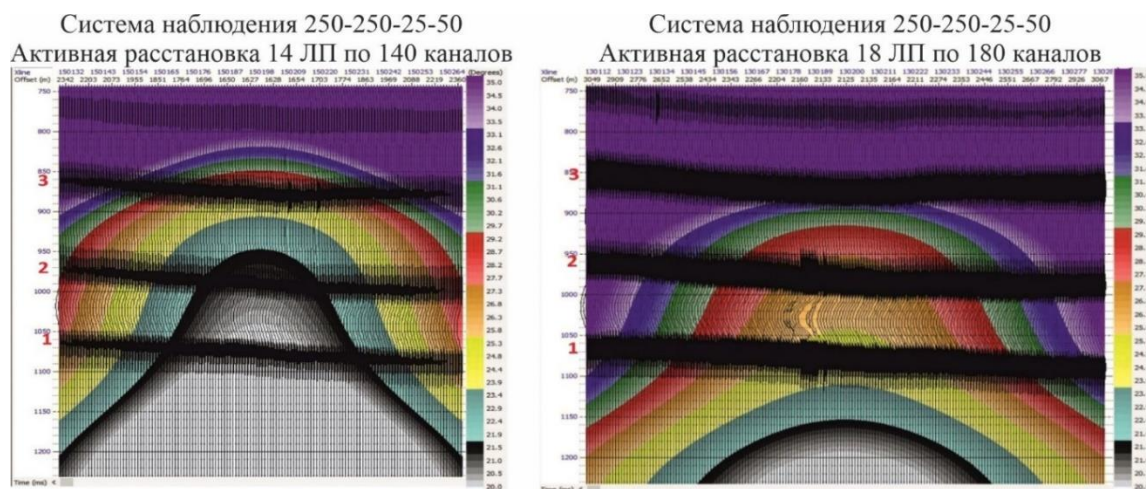


Рис. 6. Синтетические сейсмограммы с выделением углов отражения

При использовании первого варианта системы наблюдения по целевому ОГ 2 не достигнуты минимально необходимые для прогноза упругих параметров среды углы отражения в 30°. Наиболее оптимальным вариантом системы наблюдения считается второй вариант, то есть система с увеличенной активной расстановкой. Также следует понимать, что единой оптимальной системы наблюдения не существует по причине различия геологических условий и скоростных особенностей разреза. Лучевое трассирование с различными вариантами систем наблюдения необходимо выполнять при проектировании каждой съемки, даже в пределах одной нефтегазоносной области.

Увеличение активной расстановки неизбежно приводит к некоторому удорожанию полевого этапа сейсморазведочных работ.

Основное увеличение произойдет по 2 позициям:

- Трудозатраты на смотку/размотку оборудования, замену АКБ и текущую наладку;



- Амортизация используемого оборудования.

Фонд заработной платы рабочих задействованных в смотке/размотке наземного оборудования крайне мал относительно общей стоимости полевых работ, не превышает 1-1,5 %. Увеличение численности рабочего персонала, задействованного на смотке/размотке оборудования даже на 50 % не приведет к существенному изменению стоимости работ.

Срок службы комплекта наземного оборудования составляет 8 лет, стоимость комплекта из 4000 каналов составляет приблизительно 3 000 000 \$. Таким образом, амортизация за 1 месяц использования составит 31250 \$. По курсу на момент написания данной работы это  $\approx 2\,320\,000$  рублей. Площадь средних объемов (250 кв. км) отрабатывается за 4-5 месяцев. Полная амортизация составит около 2.2 % от общей стоимости работ. Фактическое предельное удорожание работ для подрядчика при увеличении активной расстановки составит не более 4 %.

Материалы данной работы подчеркивают важность выбора системы наблюдения на этапе проектирования сейсморазведочных работ. Получив результаты по данным смоделированных систем наблюдения, можно сделать вывод, что наибольший объем полезной информации, с точки зрения сейсмической инверсии, мы можем получить при наибольших удалениях. Большие удаления позволяют получить эффективный диапазон углов отражения, который в последствии, позволит разбить сейсмический разрез на наибольшее количество угловых сумм, число которых определяет достоверность восстановления упругих параметров по данным инверсии.

При проектировании оптимальной съемки необходимо проводить работы по моделированию сейсмогеологической ситуации с привлечением тонкослоистой глубинно-скоростной модели, которая позволит получить максимально достоверные значения углов отражения, реализуемых в системе наблюдения.

#### **Список использованной литературы**

1. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1, 2. // Технологии сейсморазведки. 2009. – №4. – С. 3–16.
2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. // Научное издание. 2008. –
3. Артемьев А.Е. Физические основы сейсморазведки. // Учебное пособие. Саратов, 2012.
4. Барклай Фрейзер, Бруун Андерс м др. Сейсмическая инверсия: читая между строк. // Нефтегазовое обозрение. 2008. – С. 50–75.
5. Бляс Э.А. Линеаризованный подход к определению импедансов продольных и поперечных волн по сейсмограммам отраженных Р-волн (AVO-инверсия). // Технологии сейсморазведки. 2005 – №1. – С.5–15.
6. Бондарев В.И. Сейсморазведка, г. Екатеринбург, 2007 г.
7. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. // Учебное пособие. Москва, 2001.
8. Данько Д.А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным // Геофизика. 2016. – №1. – С.2–11.
9. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Киссин Ю.М., Шубин А.В. Способы реализации и оценка эффективности сейсмической инверсии. // Учебное пособие. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, 2011.
10. Нефедкина Т.В., Шилов Н.Н. Влияние структуры покрывающей среды и кривизны границ на AVO-инверсию продольных волн. // Геофизические технологии. 2019. – №3. – С.31–46.

Соннов М.А.

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ CAE FIDESYS В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ГЕОФИЗИКИ"**

(ООО "Фидесис")

*Тезисы не представлены для публикации*

Черданцева Д.А.<sup>1</sup>, Кравченко Г.Г.<sup>1</sup>, Краснощекова Л.А.<sup>2</sup>

## ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ФЕС ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЛОДОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

<sup>1</sup>АО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа», <sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет

### Постановка проблемы

Проведение аналитических исследований кернового материала песчаных пород-коллекторов тесно связано с необходимостью расширения ресурсного потенциала РФ. Подробное изучение керна позволяет заглянуть в глубь процессов породообразования и рассказать о том, каким именно образом происходит формирование продуктивных пород: какие процессы и в каком объеме влияют на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) песчаников [1]. При петрографическом изучении шлифов довольно точно можно определить качество коллектора с точки зрения его литологических характеристик. Для этого необходимо изучить характер пористости, степень сообщаемости пор, их распределение, форму; выявить особенности цементирующего материала, отметить степень уплотнения обломков в породе [2-5]. Авторы попытались свести все вышеперечисленные данные в единую формулу, дающую математическую модель песчанника, путем подбора коэффициентов для определения степени влияния тех или иных литологических параметров на фильтрационно-емкостные характеристики пород.

В условно идеальной модели песчанника без учета цементирующей части и при условии хорошей сортировки материала пористость будет зависеть от размера и степени уплотнения обломочных зёрен, напрямую определяющих размеры межзерновых промежутков, а проницаемость будет иметь экспоненциальную зависимость от пористости. В реальных песчанниках существенное влияние на проницаемость начинают оказывать цементы различных типов, обуславливающие появление капиллярных сил при взаимодействии с фильтруемыми флюидами.

На примере графика зависимости медианного диаметра от проницаемости образцов из скважины №445 Лодочного месторождения видно, что зависимость не имеет строгого подчинения экспоненциальному распределению и величина достоверности аппроксимации ( $R^2$ ) составляет всего 0,104. Для выявления причин был проанализирован вещественный

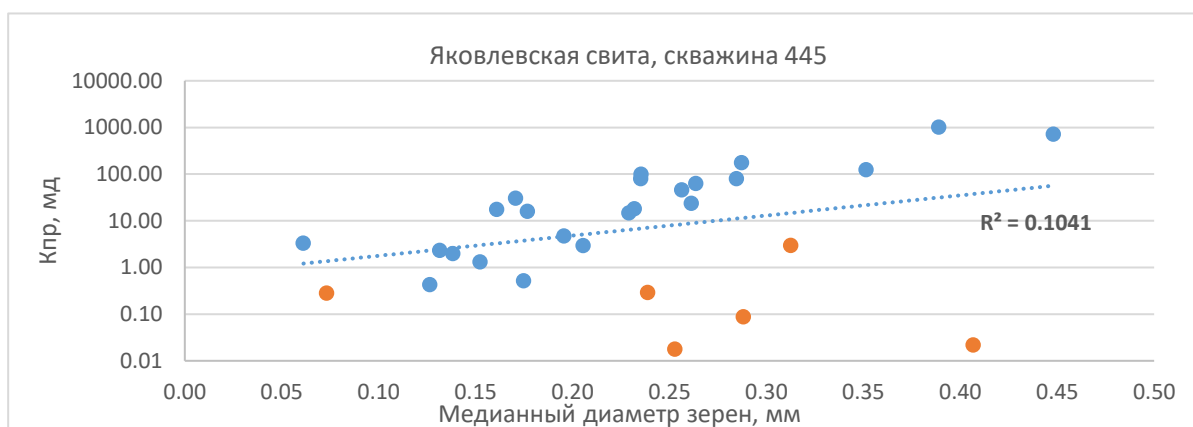


Рис. 1. График зависимости медианного диаметра зерен от проницаемости песчанника. Оранжевым отмечены образцы, выбивающиеся из общей закономерности за счет наличия карбонатного цемента с содержанием выше 12 %

состав образцов выделенных оранжевым цветом. Все выделенные образцы – это известковистые и известковые песчаники, содержание кальцита в которых выше 12 %. Предположим, что для учета влияния карбонатность на ФЕС возможно подобрать коэффициент, отражающий содержание карбонатов в песчанике, и по аналогии это возможно сделать и для других видов аутигенного цемента.

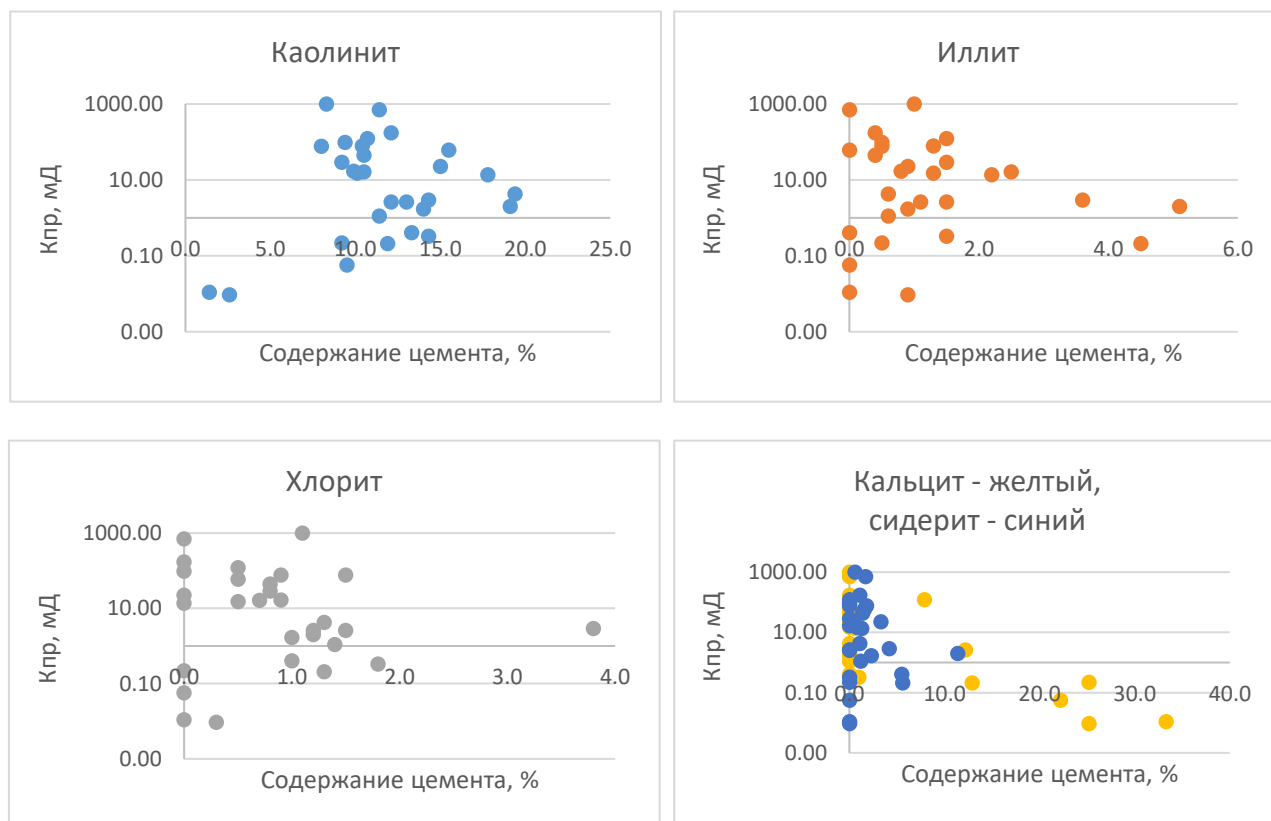


Рис. 2. Графики зависимостей содержания цементирующего материала разного состава от проницаемости

Чтобы подтвердить выдвинутое предположение о возможности учета влияния литологических характеристик на зависимость пористости от проницаемости, обратимся к графикам зависимости состава цемента от проницаемости песчаника (рис. 2).

На графиках видно, что существующие в породе зависимости сложно описать простыми функциями. Что привело авторов к мысли о необходимости создания комплексного коэффициента, способного учитывать сразу ряд параметров:

1. состав цементирующего материала и его количество;
2. размер обломков;
3. степень уплотнения или вторичного разуплотнения породы;
4. размер и форму пор, степень их сообщаемости и однородность распределения;
5. однородность состава породы (текстурно-структурные характеристики).

Для выявления зависимостей были сопоставлены: вещественный состав песчаников, их гранулометрический состав, а также коэффициенты пористости и проницаемости по гелию.

## Методы и материалы

Изучение ФЕС керн проводилось на 105 цилиндрических образцах песчаников диаметром 30 мм выбуренных из нескольких продуктивных пластов Лодочного месторождения. Измерения коэффициента открытой пористости и коэффициента

газопроницаемости проводились с применением анализатора пористости и газопроницаемости пород АР-608. Литологические свойства изучались в петрографических шлифах, изготовленных из торцевой части цилиндров с применением пропитки пустотного пространства окрашенной эпоксидной смолой. Петрографический анализ шлифов проводился с использованием поляризационного микроскопа Olympus BX-53 с использованием специализированного для определения размерных характеристик пустотного пространства программного обеспечения «Керн С7». Полное петрографическое описание шлифов включало в себя: определение вещественного состава породы и цементов, измерение гранулометрических характеристик обломочных зёрен, измерения доли пустотного пространства и его описание, оценка степени постседиментационных изменений.

### **Результаты**

Пустотное пространство представлено в шлифах межзерновой и внутризерновой пористостью, а также микропористостью в каолиновом цементе. Преимущественное развитие имеют изолированные и сообщающиеся межзерновые поры угловатой и заливообразной формы, в подчиненном количестве присутствуют внутризерновые поры, развитые вдоль плоскостей спайности и двойникования в частично растворенных зернах полевых шпатов. В участках шлифов с каолиновым цементом фиксируется микропористость в межпакетных промежутках.

В целом, в изучаемых породах с послойным развитием глинистого материала, сидерита и захороненного органического вещества в распределение пор также отмечается часто послойный характер. В таких участках поры менее развиты, имеют меньшие размеры или могут полностью отсутствовать.

В результате совместного анализа данных о вещественном составе песчаников, гранулометрической размерности слагающих их обломков, а также ФЕС пород удалось установить, что:

1. невысокие содержания кальцита (до 12 %) связаны с коллекторами в которых отмечаются повышенные значения проницаемости. С литологической точки зрения это объясняется растворением вторичного карбонатного цемента, которое в ряде случаев может почти полностью высвобождают залеченное ранее пустотное пространство и даже приводить к появлению дополнительной пористости на счёт растворения карбонатов, замещающих обломочные зёрна. Содержания кальцита свыше 12 % (величина будет уточняться) влияют на проницаемость негативно, что легко объяснимо тем, что кальцит формирует коррозионно-поровый цемент, кристаллизуясь в поровом пространстве;

2. сидерит в породах, как правило является индикатором наличия пелитовой составляющей (пропластков обогащенных алевро-пелитовым материалом и биотитом). И хотя его влияние на данном этапе описать в виде числовых закономерностей сложно, он может быть полезным при изучении влияния текстурной неоднородности пород на ФЕС в дальнейшем;

3. существует тенденция на увеличение  $K_{пр}$  с увеличением диаметра зерен и частичного снижения  $K_{пр}$  с увеличением содержания каолинита;

4. иллит (гидрослюда) образуя пленочно-поровые агрегаты по зернам и замещая слюды (мусковит и биотит) в процессе их гидратации так же негативно влияет на проницаемость;

5. хлорит развиваясь преимущественно не в поровом пространстве, а по обломкам метавулкаников в процессе их вторичного преобразования и не оказывает значительного влияния на снижение проницаемости;

6. совокупное воздействие всех литологических факторов приводит к тому, что в песчаниках с близкими значениями по пористости, проницаемость может отличаться в разы.

Опираясь на предположение о влиянии состава и содержания цементирующей части на проницаемость продуктивных песчаников, эмпирическим путем были подобраны коэффициенты, позволяющие оценить степень влияния каждого из литологических параметров на проницаемость. А объединение их в одну формулу позволило оценить



совокупность их влияния, опираясь на значения коэффициента достоверности аппроксимации (рис. 3).

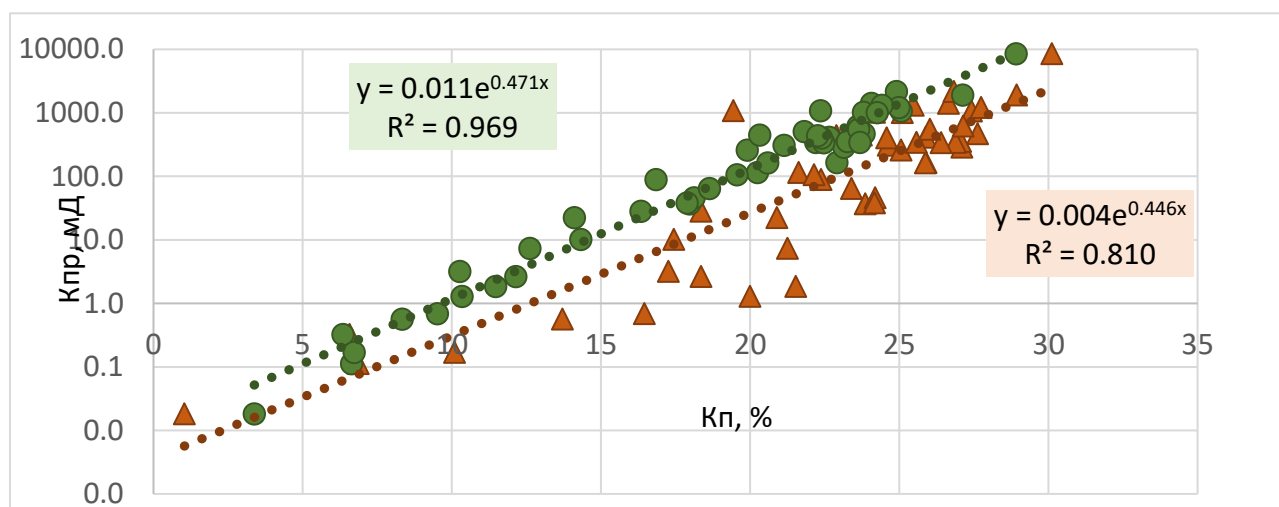


Рис. 3. Графики зависимости пористости от проницаемости для образцов без учета поправки на цемент и с учетом состава, цементирующего материала.

$$K_{п}^{лит} = (K_{п} - 0,32 \cdot \text{каолинит} - 0,75 \cdot \text{иллит} - 0 \cdot \text{хлорит} + 0,13 \cdot \text{кальцит}) \cdot A,$$

$K_{п}^{лит}$  – пористость с поправкой на литологию;  $K_{п(He)}$  – пористость по гелию, %;  $A$  – коэффициент отражающий соотношение среднего размера пор к среднему размеру зерен (поправка на степень уплотнения); содержание цементов считались в % от площади шлифа.

## Выводы

Подводя итог можно сказать, что основным литологическим параметрам, обуславливающим структуру порового пространства и определяющим в них характер зависимости пористости от проницаемости для терригенных пород-коллекторов Лодочного месторождения можно отнести: содержание каолинита, иллита и кальцита в цементе и комплексный коэффициент, отражающий детальные характеристики, описывающие размеры пор.

Коэффициенты в вышеприведенной формуле численно отражают влияние аутигенной цементации и степени уплотнения породы на ее проницаемость. Способ выполнения порового пространства находит отражение в поправочных коэффициентах. Так для каолинита видно, что за счет наличия микропористости на проницаемость оказывает влияние только 32 % от его содержания, в то время как для иллита эта цифра возрастает до 75 %. Хлорит не оказывает влияния на проницаемость, так как для него характерен пленочный тип распределения цемента. Кальцит с пятнистым типом распределения и содержанием не выше 10 % является индикатором песчаников с хорошей проницаемостью, связано это с процессами вторичного растворения карбонатного цемента.

В количественном выражении был установлен вклад каждого литологического параметра в формирование зависимости  $K_{п}$  от  $K_{пр}$ . Поправка на содержание каолинита в поровом пространстве позволила скорректировать коэффициент  $R^2$  на графике зависимости пористости от проницаемости для песчаников Лодочного месторождения на 5%, содержание иллита – на 4,5 %, кальцита – на 2 %. Поправка на соотношение среднего размера зерен к среднему размеру пор внесла корректировку еще на 1 %. С учётом упомянутых выше поправок, корректирующих значения общей пористости, коэффициент достоверности аппроксимации составил 0,98. Последующий анализ, проведённый автором ещё на трёх

скважинах, подтвердил значения корректирующих коэффициентов для всей площади месторождения. С точки зрения практической значимости, полученные данные могут быть использованы для создания методики геологически обоснованного моделирования проницаемости на месторождении.

## Литература

1. Япаскурт О.В., 2016. Стадиальный анализ минеральных свидетелей динамики процессов формирования и эволюции вещества осадочных пород – перспективное научное направление литологии и нефтегазовой геологии. Георесурсы. Т. 18. № 1. С. 64-68 <https://doi.org/10.18599/grs.18.1.12>
2. Bjørlykke, K., 2014. Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins. Sediment. Geol. 301, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.12.002>
3. Yang, S., Bao, Z., Wang, N., Qu, X., Lin, Y., Shen, J., Awan, R.S., 2020. Diagenetic evolution and its impact on reservoir quality of tight sandstones: A case study of the Triassic Chang 6 Member, Ordos Basin, northwest China. Mar. Pet. Geol. 117, 104360. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104360>
4. Wang, E., Liu, G., Pang, X., Wu, Z., Li, C., Bai, H., Zhang, Z., 2020. Sedimentology, diagenetic evolution, and sweet spot prediction of tight sandstone reservoirs: A case study of the third member of the Upper Paleogene Shahejie Formation, Nanpu Sag, Bohai Bay Basin, China. J. Pet. Sci. Eng. 186, 106718. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106718>
5. Weibel, R., Nielsen, M.T., Therkelsen, J., Jakobsen, F.C., Bjerager, M., Mørk, F., Mathiesen, A., Novikowski, J., Pedersen, S.S., Johannessen, P.N., Dybkjær, K., 2020. Illite distribution and morphology explaining basinal variations in reservoir properties of Upper Jurassic sandstones, Danish North Sea. Mar. Pet. Geol. 116, 104290. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104290>

Романов Е. А., Коровин А. В.

## ПРОФИЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА ПОЛНОГО ДИАМЕТРА, ИХ ИНФОРМАТИВНОСТЬ И РАСШИРЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ ПАРАМЕТРИЗАЦИИ КОЛЛЕКТОРОВ СЛОЖНОГО ТИПА

ООО «Корэтеc сервис», г.Тюмень

Лабораторные методы профильных исследований керна полного диаметра занимают значительное место в комплексе петрофизического обеспечения ГИС и, как следствие, играют важную роль при выборе стратегии геологического моделирования продуктивных объектов. Первоначальное предназначение этих методов для увязки колонки керна и ГИС по каротажным диаграммам ГК, ГГКп и предварительной оценки интервалов коллекторов по профилю проницаемости существенно расширилось в результате практического применения.

В настоящее время уже на стадии сканирования колонки керна в стеклопластиковых и алюминиевых (за исключением стальных) тубах выявляются интервалы смятия, дробления и другие нарушения керна при отборе. Это позволяет учесть их при последующей увязке с ГИС – достоверность увязки, таким образом, повышается. На рисунке 1 приведен фрагмент петрофизического планшета по скважине, в которой при вскрытии было допущено незначительное (около 30 см) смятие в глинистом интервале колонки керна, которое привело к заклиниванию керна в тубе – местоположение (интервал) смятия было определено по записи профильной гамма-метрии ещё до вскрытия тубы.

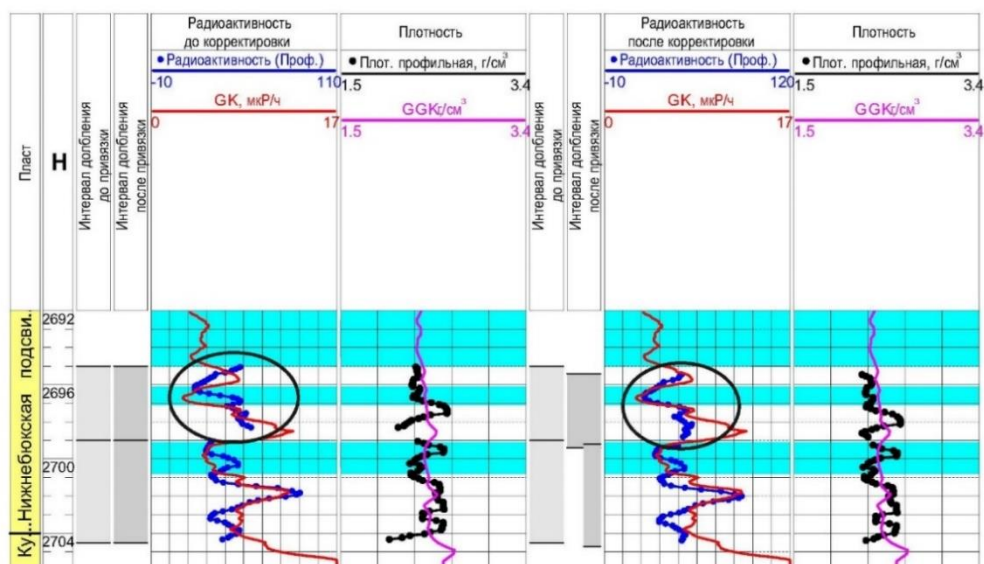


Рис.1 Сопоставление профильной гамма-спектрометрии с результатами ГИС  
(Слева- до привязки КЕРН-ГИС, Справа- после привязки КЕРН-ГИС и реконструкции интервала)

Особое место профильные исследования занимают при изучении фильтрационной модели коллекторов сложного типа. Известно, что лабораторные методы измерения проницаемости на образцах (как, впрочем, и все лабораторные методы исследования) имеют свои объективные ограничения. Они не только сокращают статистическую охарактеризованность разрезов сложных объектов, но существенно искажают петрофизическую модель пласта из-за невозможности выйти за пределы сохранности цилиндрических образцов, включая даже полноразмерные.

Сложный порово-кавернозно-трещинный тип коллекторов карбонатных, магматических, метаморфических и измененных терригенных пород представляет собой значительную проблему при изучении их газопроницаемости по керну (Кпр). Требования нормативных документов по подсчету запасов нефти и газа устанавливают обязательную охарактеризованность любого подсчетного объекта статистически представительной выборкой параметров Кпр по керну (Методические рекомендации, 2003).

Опыт исследования керна подобных месторождений в Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Восточно-Сибирской и других нефтегазоносных провинциях показал существенную информативность профильной пермеаметрии при оценке газопроницаемости коллекторов сложного типа.

Профильная пермеаметрия представляет собой метод стационарной фильтрации, основанный на нагнетании инертного к породе газа (преимущественно азота) в породу под контролируемым давлением, достаточным для формирования ламинарного потока в точке герметичного примыкания зонда к ровному спилу колонки керна. Плотность сканирования определяется состоянием керна, зависит от размера зонда: не превышает 0.5 см в обоих направлениях по плоскости спила керна. Обычно шаг сканирования для сложных коллекторов составляет от 2 до 10 см – оптимально через 5 см вдоль колонки керна с уточнением местоположения точки измерения по отношению к крупным трещинам, границам геологических образцов и кавернам диаметром более 2 мм. Автоматизация оборудования позволяет составить программу измерения таким образом, что могут быть учтены характеристики литологической расчлененности разреза, направления трещин и другие осложняющие факторы.

Традиционный метод определения газопроницаемости по керну на цилиндрических образцах (ГОСТ 26450.02-1985) для пород сложного типа осложняется целым рядом факторов, связанных с состоянием поступившего на исследования керна. В интервалах трещиноватости размер фрагментов керна не позволяет выпилить образец. Крупные (от 0.5 до 1 см) каверны

существенно (кратно и на порядок) могут неконтролируемо завязать Кпр из-за нарушения герметичности обжима образца из-за каверновых полостей, выходящих на цилиндрическую поверхность. Это основные методические проблемы при определении параметров коллекторов сложного типа. Кроме того, существенную отрицательную роль играют характерные для таких отложений засоление, битуминизация, фрагментарное отсутствие цементации и другие методически непреодолимые факторы. Практическая несопоставимость выборок измерений проницаемости методом пермеаметрии и традиционным методом на образцах как по пластам в целом, так и поинтервально в одной скважине демонстрируют результаты, представленные в таблицах 1 и 2.

Таблица 1. Поинтервальное сопоставление газопроницаемости по керну в карбонатном разрезе ниже-кембрийского возраста в Восточной Сибири по продуктивной скважине

| Интервал отбора керна, м |             | Вынос керна, м | Из них нефтенасыщен, % | Газопроницаемость (профильное сканирование), мД |             |             |              | Абсолютная газопроницаемость, мД    |               |             |              |
|--------------------------|-------------|----------------|------------------------|-------------------------------------------------|-------------|-------------|--------------|-------------------------------------|---------------|-------------|--------------|
| кровля                   | подошва     |                |                        | кол-во точек                                    | средняя     | минимальная | максимальная | кол-во образцов                     | средняя       | минимальная | максимальная |
| 1                        | 2           | 3              | 4                      | 5                                               | 6           | 7           | 8            | 9                                   | 10            | 11          | 12           |
| 1132.0                   | 1138.0      | 99.2           | 50                     | 54                                              | <b>3.2</b>  | 0.01        | 38           | 13                                  | <b>11.63</b>  | 0.04        | 127.10       |
| 1138.0                   | 1144.0      | 99.2           | 100                    | 185                                             | <b>55</b>   | 0.01        | 1071         | 9                                   | <b>111.27</b> | 0.32        | 361.48       |
| 1144.0                   | 1149.0      | 79.2           | 100                    | 138                                             | <b>30</b>   | 0.01        | 858          | 6                                   | <b>23.40</b>  | 1.52        | 104.56       |
| 1149.0                   | 1152.8      | 36.7           | 100                    | 67                                              | <b>61</b>   | 0.01        | 771          | зона трещиноватости и кавернозности |               |             |              |
| 1152.8                   | 1158.8      | 100.0          | 100                    | 220                                             | <b>34</b>   | 0.01        | 679          | 7                                   | <b>20.11</b>  | 0.37        | 104.00       |
| 1158.8                   | 1164.0      | 79.2           | 100                    | 188                                             | <b>118</b>  | 0.01        | 997          | 5                                   | <b>702.29</b> | 3.04        | 1710.16      |
| 1164.0                   | 1171.5      | 94.7           | 6.5                    | 245                                             | <b>25</b>   | 0.01        | 189          | зона трещиноватости и кавернозности |               |             |              |
| 1171.5                   | 1178.5      | 94.7           | 9.6                    | 207                                             | <b>2.19</b> | 0.01        | 42           | зона трещиноватости и кавернозности |               |             |              |
| 1203.0                   | 1208.2      | 97.5           | 48.1                   | 94                                              | <b>0.25</b> | 0.01        | 9            | зона трещиноватости и кавернозности |               |             |              |
| <b>ИТОГО:</b>            | <b>51.7</b> | <b>93.7</b>    | <b>64.3</b>            | <b>1398</b>                                     |             |             |              | <b>40</b>                           |               |             |              |

Таблица 2

Сопоставление средних параметров газопроницаемости в терригенных пластах вендского возраста в Восточной Сибири по скважине с отбором керна

| Пласт | Проницаемость (профильное сканирование) |                 |                  |              |                        | Проницаемость (анализ образцов) |                 |                  |             |                        |
|-------|-----------------------------------------|-----------------|------------------|--------------|------------------------|---------------------------------|-----------------|------------------|-------------|------------------------|
|       | количество измерений, точка             | минимальная, мД | максимальная, мД | средняя, мД  | стандартное отклонение | количество образцов, шт.        | минимальная, мД | максимальная, мД | средняя, мД | стандартное отклонение |
| B10   | 542                                     | 0.01            | 260.12           | <b>25.94</b> | 94.1                   | 51                              | 0.1             | 803              | <b>138</b>  | 171                    |
| B13   | 870                                     | 0.003           | 9.03             | <b>0.1</b>   | 0.22                   | 113                             | 0.01            | 59.5             | <b>1.9</b>  | 7.9                    |

Примечание: таблицы 1 и 2 составлены для обоснования параметров пластов при защите проектов разработки конкретных месторождений.

В методическом плане крайне важным представляется поиск критериев сопоставимости двух методов исследования. Учитывая, что размер выборки образцов всегда ограничен ненарушенной матрицей преимущественно порового коллектора, а профилометрия оперируеткратно большим количеством измерений и включает более широкий спектр типов



пустотного пространства, целесообразно проанализировать динамику изменения Кпр по разрезу по данным традиционной методики по гелию, в сравнении с аналогичными точками профильного метода. На рисунке 2 приведен пример такого сопоставления для стандартной скважины с сложным типом коллектора и несопоставимыми размерами выборок (289 образцов и 1847 точек измерения соответственно).

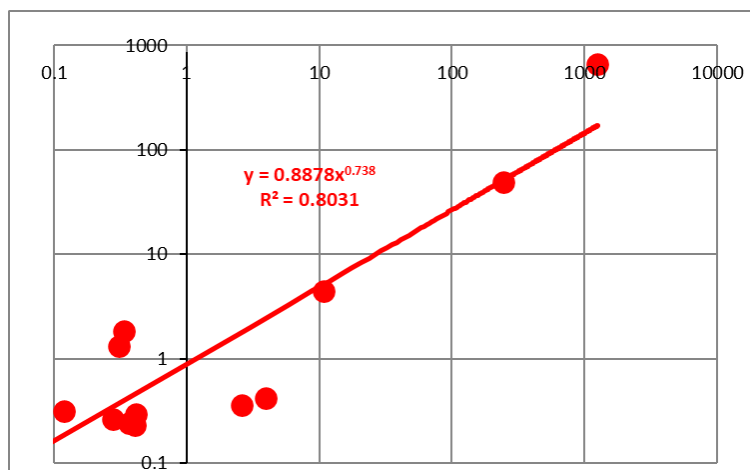


Рис.2 Сопоставление поинтервальных (в соответствии с РИГИС) средних значений Кпр профильным методом и на образцах для пласта со сложным типом карбонатного коллектора

Необходимо отметить, что для объектов со сложным порово-каверново-трещинным типом коллектора при сопоставлении коэффициента проницаемости в стандартной форме «керна-ГИС-гидродинамика», керновые параметры по профильной пермеаметрии сопоставляются с параметрами по ГИС и гидродинамике намного лучше, чем замеренные на образцах. Компании, ведущие по керну параллельные наблюдения, используют их для интерпретации фильтрационных параметров сложных пластов при подсчете запасов и моделировании. К сожалению, до настоящего времени не разработаны методические рекомендации по использованию (и требования по проведению измерений!) для использования данных профильной пермеаметрии при петрофизической интерпретации ГИС в сложных объектах.

Это представляется целесообразным, также в связи с повышением разрешения каротажа при геофизических исследованиях скважин (ГИС). Возникающие в процессе интерпретации ГИС вопросы имеют объективные перспективы методического решения. Это прежде всего изучение влияния шага сканирования на средний параметр в интервалах РИГИС в различных типах отложений, аналогичное сопоставление с данными исследований на образцах и выбор оптимальных для каждой нефтегазоносной формации со сложным типом коллекторов условий изучения фильтрационной модели резервуара.

Следует отметить, что перечень профильных методов лабораторного каротажа постоянно пополняется, в том числе и приборами отечественной разработки. В число ставших стандартными профильных измерений входят: анализ акустических скоростей, сканирование элементного состава вдоль колонки керна рентгенофлуоресцентным методом, профильное ЯМР-сканирование пористости и насыщенности пород (разработка Казанского Федерального университета), карбонатометрия.

Поэтому следует как можно скорее разработать методические рекомендации и расширить применение профильных исследований для обеспечения петрофизической интерпретации нефтегазопродуктивных пластов.

### Список литературы

1. ГОСТ 26450.02-85 Породы горны. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. ОКСТУ 0209.

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом -/Под редакцией д.г-м.н., проф. В.И.Петерсилье, к.г-м.н. В.И.Пороскуна, д.г-м.н. Г.Г.Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.